



Equilibrio de productores eléctricos con operación robusta.

Proyecto Final de Carrera – Ingeniería Industrial

Eduardo Blanco Ruiz

Tutor: Carlos Ruiz Mora

Departamento de Estadística

30 de Junio de 2015

Dedicado a todas las personas que me han apoyado tanto en estos años de estudio, sin vosotros nunca habría llegado hasta aquí.

*A Carlos Ruíz Mora, tutor de este proyecto,
por ayudarme y dedicar tantas horas.
A mis amigos por estar siempre ahí y
regalarme grandes momentos juntos. Y a
todos mis familiares por el amor dado.*

*En especial, dedicado a mis padres por
haberme proporcionado la mejor educación
y los valores que adueño, a mi hermana por
haberme enseñado a conseguir mis
objetivos con esfuerzo, trabajo y constancia
y a Nieves, por hacerme sentir cada día la
vida de una forma diferente. Es vuestra
fuerza, ánimo, cariño y apoyo lo que me ha
hecho seguir y luchar cada día. Siempre os
estaré agradecido.*

Os quiero y os querré durante toda mi vida.



RESUMEN

En este proyecto, se estudiará el impacto técnico y económico en el equilibrio del mercado eléctrico cuando los productores presentan aversión al riesgo. Cada productor opera sus unidades aplicando técnicas de optimización robusta que anticipan la incertidumbre asociada a la capacidad disponible y los costes de generación. El equilibrio de mercado se calculará a través de la resolución conjunta de las condiciones de optimalidad (KKT) de todos los productores. Diversas simulaciones numéricas estudiarán el impacto del nivel de robustez en los precios de mercado y beneficios de los diversos productores. Para el análisis de este proyecto, se requieren nociones sobre el funcionamiento del mercado eléctrico así como, conocimientos de optimización lineal y manejo de herramientas de optimización con ciertas similitudes a GAMS, software que permitirá obtener los resultados numéricos del modelo. Este trabajo concluirá con un análisis de los resultados obtenidos para validar las formas de modelar la robustez propuesta.

Palabras Claves: condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), equilibrio de Nash, mercado eléctrico, optimización robusta, problema determinista.

ABSTRACT

In this project, the technical and economic impact on the equilibrium of the electricity market will be studied when producers have risk aversion. Each producer operates its units using robust optimization techniques to anticipate the uncertainty associated with the available capacity and generation costs. Market equilibrium is calculated by the joint resolution of the optimality conditions (KKT) of all producers. Several numerical simulations will study the impact of the level of robustness in market prices and benefits of the various producers. For the analysis of this project, it is necessary to have notions about the functioning of the electricity market as well as linear optimization and knowledge of management optimization tools with certain similarities to GAMS, software that will produce the numerical results of the model designed. This work concludes with an analysis of the results to validate the proposed robust model.

Keywords: *electricity market, deterministic problem, Nash equilibrium, optimality conditions Karush-Kuhn-Tucker (KKT), robust optimization.*

ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	(16)
1.1. <u>Antecedentes y motivación del proyecto desarrollado.</u>	(17)
1.2. <u>Objetivos y metodología.</u>	(18)
1.3. <u>Planificación del proyecto.</u>	(20)
1.4. <u>Tecnología empleada en el desarrollo.</u>	(22)
1.5. <u>Estructura de la memoria del proyecto.</u>	(23)
2. CONTEXTO Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL PROBLEMA	(24)
2.1. <u>Introducción al mercado eléctrico.</u>	(25)
2.1.1. Agentes y actividades del mercado eléctrico español.	(25)
2.1.2. Funcionamiento del mercado eléctrico español.	(29)
2.1.2.1. Tipologías de Mercados.	(29)
2.1.2.2. Flujo del mercado eléctrico.	(32)
2.1.2.3. Reglas del mercado para la admisión de ofertas y otros servicios.	(33)
2.1.3. Situación y problemática actual.	(34)
2.2. <u>Fundamentos teóricos del objeto de trabajo.</u>	(40)
2.2.1. Introducción histórica a la optimización robusta.	(40)
2.2.2. El modelo robusto en problemas de optimización lineal.	(41)
2.2.2.1. Evolución de los modelos de optimización robusta	(41)
2.2.2.1.1. La formulación robusta de Soyster: aproximación clásica.	(41)
2.2.2.1.2. La formulación robusta de Ben-Tal y Nemirovski.	(42)
2.2.2.1.3. La nueva aproximación robusta.	(42)
2.2.2.2. Condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker (KKT).	(45)
2.2.2.3. Equilibrios de Nash	(47)
3. GESTIÓN DEL PROYECTO	(48)
3.1. <u>Plan de Trabajo</u>	(49)
3.1.1. Identificación de Tareas	(49)
3.1.2. Estimación de Tareas	(50)
3.2. <u>Alcance del proyecto</u>	(52)
3.2.1. Recursos Humanos	(52)
3.2.2. Gastos de Hardware	(52)
3.2.3. Gastos de Software	(53)
3.2.4. Otros Gastos	(54)
3.3. <u>Seguimiento del proyecto</u>	(55)
4. FORMULACIÓN DEL MODELO	(57)
4.1. <u>Formulación del problema inicial.</u>	(58)
4.2. <u>Reformulación del problema inicial</u>	(59)
4.3. <u>Modelo Robusto Resultante.</u>	(59)

4.4. <u>Reformulación del Modelo Robusto Resultante para incorporar las condiciones KKTs.</u>	(60)
4.4.1. Minimización del modelo robusto para incorporar condiciones KKTs.	(60)
4.4.2. Condiciones KKTs mediante previa función lagrangiana.	(61)
4.4.3. Condiciones de Complementariedad (KKT).	(62)
4.5. <u>Herramienta tecnológica: GAMS.</u>	(63)
 5. EXPERIMENTACION: ANÁLISIS DE RESULTADOS	 (68)
5.1. <u>Modelo Determinista</u>	(73)
5.1.1. Modelo Determinista aplicado a un sólo productor	(73)
5.1.1.a) Influencia de las cantidades máximas de producción de cada productor.	(73)
5.1.1.b) Influencia de los costes de producción de cada productor.	(74)
5.1.1.c) Influencia de la pendiente de la curva de la demanda.	(74)
5.1.1.d) Influencia de la constante de la curva de la demanda.	(75)
5.1.2. Modelo Determinista aplicado a varios productores	(76)
5.1.2.a) Influencia de las cantidades máximas de producción de cada productor.	(76)
5.1.2.b) Influencia de los costes de producción de cada productor.	(78)
5.1.2.c) Influencia de la pendiente de la curva de la demanda.	(79)
5.1.2.d) Influencia de la constante de la curva de la demanda.	(80)
5.2. <u>Modelo Robusto en Competencia Perfecta</u>	(82)
5.2.1. Modelo Robusto para un nivel nulo de competencia y bajo de plantas	(82)
5.2.1. a) Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.	(82)
5.2.1. b) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(83)
5.2.1. c) Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{\max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.	(84)
5.2.1. d) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(84)
5.2.2. Modelo Robusto para nivel bajo de competencia y bajo de plantas productivas	(85)
5.2.2. a) Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.	(86)
5.2.2. b) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(87)
5.2.2. c) Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{\max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.	(89)

5.2.2. d) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(90)
5.2.3. Modelo Robusto para nivel bajo de competencia y medio de plantas productivas	(92)
5.2.3. a) Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^a sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.	(92)
5.2.3. b) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^a bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(93)
5.2.3. c) Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{\max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.	(95)
5.2.3. d) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(97)
5.3. <u>Modelo Robusto en Competencia Imperfecta: generador eólico</u>	(99)
5.3.1. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y bajo de plantas product.	(99)
5.3.1. a) Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^a sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.	(99)
5.3.1. b) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^a bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(100)
5.3.2. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y medio de plantas:	(102)
5.3.2. a) Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^a sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.	(102)
5.3.2. b) Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^a bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(103)
6. CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS	(106)
6.1. <u>Conclusiones finales sobre los análisis practicados</u>	(107)
6.1.1. Conclusiones para el modelo determinista en un mercado monopolista y en competencia perfecta.	(107)
6.1.2. Conclusiones para el modelo robusto en competencia perfecta en un mercado monopolista.	(108)
6.1.3. Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel bajo plantas productivas.	(108)
6.1.4. Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel medio en plantas de producción.	(109)

6.1.5.	Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y plantas de producción.	(110)
6.1.6.	Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y medio plantas de producción.	(111)
6.2.	<u>Conclusiones finales respecto de los objetivos del Proyecto</u>	(112)
6.3.	<u>Conclusiones finales respecto del desarrollo del Proyecto</u>	(112)
6.4.	<u>Conclusiones finales respecto del contenido didáctico</u>	(112)
6.5.	<u>Análisis PESTL (político, económico, sociocultural, tecnológico y legal)</u>	(113)
6.6.	<u>Análisis DAFO(debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades)</u>	(114)
6.7.	<u>Líneas de trabajo futuras.</u>	(115)
6.8.	<u>Vinculación académica de los conocimientos aplicados en el proyecto.</u>	(116)
7.	BIBLIOGRAFÍA	(117)
8.	ANEXOS	(120)
8.1.	<u>Examen: “Ingeniería Energética (06/2012) - UC3M - Ingeniería Superior Industrial”</u>	(121)
8.2.	<u>Manual de usuario para implementación del modelo en GAMS.</u>	(124)
8.3.	<u>Modelo Robusto en Competencia Imperfecta: central de carbón</u>	(133)
8.3.1.	Modelo Robusto para nivel bajo de competencia y bajo de plantas productivas	(133)
8.3.1. a)	Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.	(133)
8.3.1. b)	Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(134)
8.3.1. c)	Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{\max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.	(136)
8.3.1. d)	Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(137)
8.3.2.	Modelo Robusto para nivel bajo de competencia y medio de plantas product.	(139)
8.3.2. a)	Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.	(140)
8.3.2. b)	Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(141)
8.3.2. c)	Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{\max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.	(142)
8.3.2. d)	Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.	(143)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ciclo PDCA o círculo de Deming para la planificación del proyecto.	(21)
Figura 2.1: Evolución de la cuota de mercado de las grandes empresas del mercado eléctrico español.	(27)
Figura 2.2: Evolución de generación eléctrica de las grandes compañías del mercado eléctrico español desde 2006-2012.	(28)
Figura 2.3: Evolución de distribución eléctrica de las grandes compañías del mercado eléctrico español desde 2006-2012.	(28)
Figura 2.4: Cuota de mercado de las grandes compañías en la generación eléctrica española.	(28)
Figura 2.5: Cuota de mercado de las grandes compañías en la distribución eléctrica española.	(28)
Figura 2.6: Distribución por geografía de las operadoras eléctricas en el mercado eléctrico español.	(28)
Figura 2.7: Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado eléctrico español para el día 28/12/2014 a las 12:00 horas.	(30)
Figura 2.8: Flujograma de los distintos mercados dados en el sector eléctrico español.	(32)
Figura 2.9: Estructura de costes de la factura total de la electricidad en España en 2010.	(35)
Figura 2.10: Coste anual electricidad para consumidor doméstico con potencia de 3,45 kW y consumo 3600kWh/año. (34)	(36)
Figura 2.11: Evolución de la producción interior de la energía y del grado de autoabastecimiento.	(36)
Figura 2.12: Evolución de los precios, costes de la energía, redes e IGC para la gran industria entre 2008-2012.	(37)
Figura 2.13: Evolución de los precios, costes de la energía, redes e IGC para consumidores industriales medianos entre 2008-2012.	(37)
Figura 2.14: Evolución de los precios, costes de la energía, redes e IGC para consumidores domésticos entre 2008-2012.	(38)
Figura 2.15: Evolución prevista del consumo eléctrico en el horizonte de 2020.	(39)
Figura 3.1: Planificación inicial del proyecto.	(51)
Figura 3.2: Planificación final del proyecto.	(56)
Figura 4.1: Declaración de las opciones tomadas para los solucionadores de GAMS.	(63)
Figura 4.2: Declaración de los parámetros que definen el modelo.	(63)
Figura 4.3: Declaración de las constantes del modelo.	(63)
Figura 4.4: Declaración de las variables de entrada de nuestro modelo.	(64)
Figura 4.5: Declaración de las variables calculadas en nuestro modelo.	(65)
Figura 4.6: Declaración de las variables que marcan las condiciones KKTs en nuestro modelo.	(65)
Figura 4.7: Declaración de las ecuaciones del modelo.	(66)
Figura 4.8: Declaración de las ecuaciones y restricciones del modelo.	(66)
Figura 4.9: Declaración de las restricciones que complementan las condiciones KKTs del modelo.	(67)
Figura 4.10: Imposición de las condiciones KKTs del modelo.	(67)
Figura 4.11: Salida por pantalla y output externo con las variables que se declaren.	(67)
Figura 5.1: Influencia de las cantidades máximas en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas	(73)
Figura 5.2: Influencia de los costes de producción en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas.	(74)
Figura 5.3: Influencia de la pendiente de la curva de la demanda en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas	(75)
Figura 5.4: Influencia de la constante de la curva de la demanda en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas.	(76)
Figura 5.5: Influencia de las cantidades máximas de producción en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.	(77)
Figura 5.6: Influencia de las cantidades máximas de producción en el modelo determinista en el beneficio y cantidad de los productores individualmente.	(77)
Figura 5.7: Influencia de los costes de producción en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.	(78)
Figura 5.8: Influencia de los costes de producción en el modelo determinista en los beneficios y cantidades individualizadas de los productores.	(79)
Figura 5.9: Influencia de la pendiente de la curva de la demanda en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.	(80)
Figura 5.10: Influencia de la pendiente de la curva de la demanda en el modelo determinista en los beneficios y cantidades individualizadas de los productores.	(80)

Figura 5.11: Influencia de la constante de la curva de la demanda en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.	(81)
Figura 5.12: Influencia de la constante de la curva de la demanda en el modelo determinista en los beneficios y cantidades individualizadas de los productores.	(81)
Figura 5.13: Influencia de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas	(82)
Figura 5.14: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas.	(83)
Figura 5.15: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas.	(84)
Figura 5.16: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas.	(85)
Figura 5.17: Influencia de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.	(86)
Figura 5.18: Influencia de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en nivel bajo de competencia y de plantas para los beneficios y producciones individualizadas.	(87)
Figura 5.19: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.	(88)
Figura 5.20: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en un nivel bajo de competencia y de plantas para sus beneficios y cantidades individualizados.	(88)
Figura 5.21: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.	(89)
Figura 5.22: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas para los beneficios y producciones individualizadas.	(90)
Figura 5.23: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.	(91)
Figura 5.24: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.	(91)
Figura 5.25: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.	(93)
Figura 5.26: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir.	(93)
Figura 5.27: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.	(94)
Figura 5.28: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir.	(95)
Figura 5.29: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.	(96)
Figura 5.30: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir.	(96)
Figura 5.31: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.	(97)
Figura 5.32: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades.	(98)
Figura 5.33: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.	(99)
Figura 5.34: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.	(100)
Figura 5.35: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.	(101)
Figura 5.36: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico individualizando en beneficios y cantidades.	(101)
Figura 5.37: Influencia de la incertidumbre en las costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.	(103)
Figura 5.38: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir con generador eólico.	(103)
Figura 5.39: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas con generador eólico individualizando en beneficios y cantidades.	(104)

Figura 5.40: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas con generador eólico individualizando en beneficios y cantidades.	(105)
Figura 8.1: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.	(134)
Figura 8.2: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.	(134)
Figura 8.3: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.	(135)
Figura 8.4: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(135)
Figura 8.5: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(137)
Figura 8.6: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando beneficios y cantidad a producir.	(137)
Figura 8.7: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.	(138)
Figura 8.8: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón individualizando en beneficios y cantidades.	(139)
Figura 8.9: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón	(140)
Figura 8.10: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades a producir.	(140)
Figura 8.11: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(141)
Figura 8.12: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(142)
Figura 8.13: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(143)
Figura 8.14: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(143)
Figura 8.15: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(144)
Figura 8.16: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.	(145)

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Evolución prevista del consumo eléctrico en el horizonte de 2020.	(39)
Tabla 2.2: Estrategias del problema del dilema del prisionero.	(47)
Tabla 3.1: Estimación de la duración de las tareas del proyecto.	(50)
Tabla 3.2: Estimación de los costes de los recursos humanos necesarios para el proyecto.	(52)
Tabla 3.3: Estimación de los costes de hardware necesarios para el proyecto.	(53)
Tabla 3.4: Estimación de los costes de software necesarios para el proyecto.	(54)
Tabla 3.5: Estimación de los otros costes necesarios para el proyecto.	(54)
Tabla 3.6: Desglose total del presupuesto estimado del proyecto.	(55)
Tabla 3.7: Desglose total del presupuesto final del proyecto.	(55)
Tabla 4.1: Glosario de términos del problema inicial sin incorporar la nueva aproximación robusta.	(59)
Tabla 4.2: Glosario de términos del modelo generado tras incorporar la nueva aproximación robusta.	(60)
Tabla 5.1: Descripción de los niveles dados para los parámetros de la experimentación.	(69)
Tabla 5.2: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.1.1.	(73)
Tabla 5.3: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.a)	(73)
Tabla 5.4: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.b)	(74)
Tabla 5.5: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.c)	(74)
Tabla 5.6: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.d)	(75)
Tabla 5.7: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.1.2.	(76)
Tabla 5.8: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.a)	(76)
Tabla 5.9: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.b)	(78)
Tabla 5.10: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.c)	(79)
Tabla 5.11: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.d)	(81)
Tabla 5.12: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.2.	(82)
Tabla 5.13: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.a)	(82)
Tabla 5.14: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.b)	(83)
Tabla 5.15: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.c)	(84)
Tabla 5.16: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.d)	(85)
Tabla 5.17: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.2.2.	(85)
Tabla 5.18: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.a)	(86)
Tabla 5.19: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.b)	(87)
Tabla 5.20: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.c)	(89)
Tabla 5.21: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.d)	(90)
Tabla 5.22: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.2.3.	(92)
Tabla 5.23: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.a)	(92)
Tabla 5.24: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.b)	(94)
Tabla 5.25: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.c)	(95)
Tabla 5.26: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.d)	(97)
Tabla 5.27: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.3.1.	(99)
Tabla 5.28: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.1.a)	(99)
Tabla 5.29: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.1.b)	(100)
Tabla 5.30: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.3.2.	(102)
Tabla 5.31: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.2.a)	(102)
Tabla 5.32: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.2.b)	(104)
Tabla 6.1: Cuadro orientativo para conclusiones del modelo determinista para un solo productor y en competencia.	(107)
Tabla 6.2: Cuadro orientativo para conclusiones del modelo robusto en competencia perfecta en un mercado monopolista.	(108)
Tabla 6.3: Cuadro orientativo para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel bajo plantas productivas.	(109)
Tabla 6.4: Cuadro orientativo para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel medio en plantas de producción.	(110)
Tabla 6.5: Cuadro orientativo el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y plantas de producción.	(111)
Tabla 6.6: Cuadro orientativo para el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y medio plantas de producción.	(111)
Tabla 6.7: Análisis DAFO del proyecto.	(114)
Tabla 6.8: Vinculación académica de los conocimientos aplicados en el proyecto.	(116)

Tabla 8.1: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 8.3.1.	(133)
Tabla 8.2: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.a)	(133)
Tabla 8.3: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.b)	(133)
Tabla 8.4: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.c)	(136)
Tabla 8.5: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.d)	(138)
Tabla 8.6: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 8.3.2.	(139)
Tabla 8.7: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.a)	(139)
Tabla 8.8: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.b)	(141)
Tabla 8.9: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.c)	(142)
Tabla 8.10: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.d)	(144)





Capítulo 1

Introducción

1. INTRODUCCIÓN

Este Proyecto Fin de Carrera de la titulación de Ingeniería Superior Industrial tiene como finalidad diseñar, implementar y experimentar mediante la “optimización robusta” las mejores estrategias que permitan conseguir simultáneamente buenas rentabilidades, con un nivel aceptable de riesgo y con cierta predictibilidad en los rendimientos (estabilidad/robustez) para cada generador eléctrico participante en un determinado mercado, así como entre todos ellos encontrar un equilibrio económico.

Como se ha mencionado, dicho planteamiento se ha propuesto en el ámbito del sector eléctrico, el cual permite realizar múltiples análisis en cuanto a niveles productivos, costes, precios, etcétera. Además, es de especial interés focalizar la atención en él al tratarse de un campo con menor aplicación pero con bastante acceso a la información frente, por ejemplo, a la industria financiera donde ya se han instaurado parcial o totalmente la mayoría de estos modelos.

Este capítulo introductorio tiene como propósito disponer al lector de toda la información necesaria para el buen entendimiento del problema planteado, ofreciéndole una visión global acerca del proyecto desarrollado y descrito en los sucesivos capítulos, así como de una declaración de los objetivos que se persiguen con su realización. Además, esta sección recoge la metodología de trabajo seguida y cómo se estructura el presente documento.

1.1. Antecedentes y motivación del proyecto desarrollado.

“La información como base del futuro y fuente de poder”. Hoy en día y tras aparentemente haber sobrevenido a la crisis financiera que ha repercutido a nivel mundial y que comenzaba a inicios de 2008, todas las actuales organizaciones han puesto especial énfasis en la necesidad de una información lo más exacta, completa, precisa y granular posible con el objeto de conocer cuál es el estado de su posición en el mercado donde actúan, que les permitan con mayor seguridad adelantarse a sus competidores en la toma de decisiones y en la forma de orientar todos sus recursos en su realidad inmediata.

En general, los modelos matemáticos-estadísticos aplicados a fenómenos reales suelen suponer que los datos que intervienen son conocidos y constantes y que, por tanto, son válidos para su planteamiento y resolución. Sin embargo, ya sea por errores sistemáticos (humanos, instrumentales o métodos de trabajo) o accidentales, los datos pueden presentar errores o quedar afectados a causa de ciertas variaciones en algunos de sus parámetros de cálculo, en casos como las estimaciones basadas en una predicción de las condiciones futuras.

Con el objeto de no resolver un nuevo problema cada vez que se plantee la fiabilidad o no de los datos, se plantea la “optimización robusta” como una técnica de análisis a priori basada en la integración de la programación por objetivos y la generación de una serie de soluciones que progresivamente se conviertan en menos sensibles a las posibles realizaciones de la incertidumbre del problema.

He ahí donde parte el origen de este proyecto bajo dicha metodología robusta. Un concepto inexplorado desde la vía profesional y conocida por una pequeña mayoría académica, que permite representar la incertidumbre asociada a ciertos parámetros que definen el problema a optimizar, resultando en formulaciones que son computacionalmente eficientes.

Los generadores eléctricos se componen de un conjunto de centrales generadoras de electricidad distribuidos en un determinado territorio. Dichas centrales tienen un nivel de producción máximo a las que pueden operar y, unos costes de producción fijos y variables a partir de los cuales estiman sus precios de venta para el mercado. Cada uno de estos conceptos para cada una de las centrales son recíprocos y comunes para cada generador, es decir, si el precio de venta en el mercado es lo suficientemente atractivo para las comercializadoras, la disposición de la electricidad generada por estos generadores será relativamente más asequible frente a otros, al permitir equilibrar sus costes en función de dichas cantidades y adecuarse con cierta flexibilidad a las exigencias del mercado.

Sin embargo, estos elementos de cada generador eléctrico no han sido considerados unívocamente como un todo en el mercado, no asociándose entre sí para obtener mejores relaciones rentabilidad/producción a las logradas gestionándose de forma individualizada.

Desde el punto de vista del mercado, es complicado que dicha situación sea real. Los generadores eléctricos son empresas que buscan su máxima rentabilidad en el mercado en el que operan, por lo que el conocimiento de los costes de producción por cada uno de sus competidores es el principal inconveniente en este planteamiento.

En cambio, si el precio de casación de la energía eléctrica permitiera satisfacer parcialmente todas las necesidades tanto de consumidores, generadores y comercializadores, aun conociéndose ciertas partes del negocio de cada uno de los constituyentes del mercado, la cuestión que nos quedaría por resolver entonces es si existiría alguna medida o factor político, social, económico que pudiera impedir dicha asociación.

1.2. Objetivos y metodología.

El objetivo principal de este proyecto es el desarrollo de un modelo de optimización robusta, aplicable a diferentes contextos semejantes al planteado, que permita encontrar soluciones factibles y/u óptimas bajo parámetros con incertidumbre en cuanto a las operaciones de generación eléctrica de un determinado mercado.

Una de las principales ventajas que presenta esta metodología de trabajo es el tratamiento de la incertidumbre que pueden presentar las variables del problema, permitiendo gestionar un mayor rango de posibilidades en cuanto al valor que pueden tomar dichas variables. De hecho, todos los modelos/soluciones que se planteen con esta hipótesis toman el carácter de “robusto” al considerarse rangos de valores que la variable podría tomar para los diferentes casos que se intenten representar. Inclusive bajo el modelo que se formula, se permitirá establecer el número de variables inciertas que podremos dar para cada restricción del problema, así como ampliar o reducir dicho rango en función de la mejor solución posible que pudiera darse no teniendo que tomar un valor entero exacto para tal caso.

Bajo esta perspectiva, se puede decir entonces que la optimización robusta presenta ciertas ventajas de aplicabilidad sobre la programación estocástica⁽¹⁾ y, aunque pueda ser más conservadora desde el punto de vista de la incertidumbre, los problemas resultantes suelen ser, desde un punto de vista computacional, más fáciles de resolver.

Considerándose como requisitos secundarios y pasos metodológicos para la consecución de este objetivo principal, debemos mencionar adicionalmente tres fundamentos teóricos básicos sobre el que se guía este proyecto:

⁽¹⁾ *Programación estocástica: un proceso estocástico es aquel cuyo comportamiento es no determinista, en la medida que el subsiguiente estado del sistema está determinado tanto por las acciones predecibles del proceso como por elementos aleatorio.*

a) Teorema de la dualidad:

Cada vez que se plantea y se resuelve un problema lineal, existe otro problema implícitamente planteado. Éste se considera como problema “dual”, pues tiene unas importantes relaciones y propiedades respecto al problema primal que serán de gran beneficio para la conversión de nuestro problema formulado con incertidumbre al modelo deseado.

b) Las condiciones de optimalidad de Aarhus-Kuhn-Tucker (KKT):

Permiten abordar la resolución de modelos de Programación Lineal y No Lineal que consideran tanto restricciones de igualdad como desigualdad. Son condiciones necesarias y suficientes para que la solución de un problema de programación matemática sea óptima. Es una generalización del método de los “Multiplicadores de Lagrange” y en nuestro caso, permitirá maximizar nuestra función objetivo garantizándonos el cumplimiento de las restricciones y dándonos la solución óptima de la función. Dichas condiciones se definen como concepto en el apartado 2.2.2.2 y se implementan en el modelo en el apartado 4.4 de la presente memoria.

c) Equilibrio de Nash:

Es un tipo de equilibrio que describirá la situación de varios generadores compitiendo por el mercado eléctrico, en el que todos ellos pueden elegir cuánto producir para intentar maximizar su ganancia. No implica que se logre el mejor resultado conjunto para los participantes, sino sólo el mejor resultado para cada uno de ellos considerando fijas las estrategias de los demás. Dicho punto será detallado en el apartado 2.2.2.4 del documento, así como se aplica en los sucesivos análisis del modelo que se presentan en el Capítulo 5.

Para un análisis de los resultados obtenidos que determinen qué variables afectan más al modelo y cuáles se ajustan mejor a las características del problema, usaremos los datos y la información relativa al mercado eléctrico español con el fin de poder comparar la calidad de las soluciones obtenidas y de contrastarlas frente, por ejemplo, a otros métodos como el problema determinista⁽²⁾.

La elección del mercado eléctrico español no es casual sino que atiende al previo conocimiento que se tiene de él, las continuas modificaciones que ha sufrido legal y regulatoriamente hablando, así como fomentar la competencia perfecta entre los generadores que participan en él.

⁽²⁾ *Problema determinista: problema que es completamente predictivo si se conocen sus entradas, es decir, el problema siempre producirá la misma salida con las entradas impuestas.*

1.3 Planificación del proyecto

Para la consecución de este Proyecto Fin de Carrera, se hace necesaria una planificación detallada de todos los procesos que intervienen en él. Sin embargo, muchos de estos procesos pueden influir en varias fases del proyecto como podrían ser todas aquellas tareas relacionadas con el planteamiento del problema y qué pueden ser factores determinantes en el desarrollo del mismo.

En consecuencia, con el fin de no listar cada una de las tareas /procesos que definen este proyecto y aglutinarlas bajo un mismo contexto, se ha optado por diferenciarlo en distintas etapas correspondiendo análogamente al ciclo PDCA de mejora continua o círculo de Deming. Creemos que es la mejor manera de estructurar este proyecto porque de esta manera, podremos identificar cuáles pueden ser las causas o factores más determinantes en nuestro esquema de trabajo. En este ciclo, se distinguen esencialmente cuatro etapas, las cuales se describen a continuación:

1. “PLAN” o Planteamiento del problema

En esta fase, se propone en qué consiste el proyecto a implementar, la tecnología que se va a emplear y la documentación a leer para entender mejor el dominio del problema. Adicional a ello, se determinan cuáles son los objetivos y el problema de estudio a analizar y, se valora interna y externamente las posibles soluciones, metodología, documentación, herramientas y lenguajes que pudieran centrar la atención sobre este foco. De entre todas estas posibilidades, se elige aquella que permita mayor rendimiento de explotación para el objetivo a conseguir. Este punto es de especial rigor al orientar todos los esfuerzos de este proyecto a su consecución y, queda recogido en los Capítulos 1 y 2.

2. “DO” o Fase de formulación/desarrollo del problema.

Para implementar este hito, es imprescindible tener un amplio conocimiento sobre el tema a tratar, por lo que para su realización se ha hecho necesario documentarse bastante para comprender cómo se debería abordar cada una de las teorías aplicadas al modelo y cómo éstas podrían afectar a su resultado final. Dicha etapa tiene una relación muy directa con la inicial del punto 1 al permiternos construir un planteamiento general del problema y del enfoque que debemos seguir para reorientar o no los objetivos principales del problema.

Además, en esta fase se implementará el código para el software que se utilizará para dar aplicación a nuestro modelo, decidiendo qué software tecnológico es el más adecuado. Ésta es quizá, la fase más complicada del proyecto, ya que conlleva bastante tiempo el desarrollar toda la aplicación conforme a los objetivos que se pretenden alcanzar. Además, requiere de un proceso de adaptación y aprendizaje de las tecnologías, que suele ser difícil de interpretar de antemano. Todos estos puntos citados pueden ser vistos en el Capítulo 4.

3. “CHECK” o adecuación/validación del modelo

Esta fase es crítica para validar cada uno de los procesos llevados a cabo en el proyecto. Se evalúa y se selecciona si la opción tomada para cada uno de ellos es correcta y factible. Cualquier motivo que dé lugar a su exhaustivo análisis, se procederá a ello estimando lo oportuno, ya sea a favor o en contra de lo implementado, con el fin de cumplimentar con el modelo teórico propuesto.

De hecho cualquier causa que no tenga justificación, deberá ser tenida en cuenta en el primer planteamiento que se hizo, pudiendo modificar cualquiera de los objetivos fijados en su inicio.

Para ello, el modelo se expondrá a múltiples escenarios con el fin de que la respuesta dada se aproxime a lo realmente buscado, de ahí que todo su contenido se vuelque sobre el siguiente punto clave del proyecto (“ACT”). Sin embargo, se necesita detallar este punto como una fase con gran importancia y que se desarrolla en el Capítulo 5.

4. “ACT” o Experimentación y conclusiones/propuestas del modelo.

Una vez constatado que el modelo pudiera ser válido para las funcionalidades requeridas, se avanza a su fase de experimentación y propuestas de mejora. Sirve para tratar de averiguar qué variables y bajo qué escenarios se comporta mejor el programa y conforme a ello realizar unas conclusiones finales sobre el modelo para ver qué áreas finales podrían ser susceptibles de mejora. De esta forma, se puede asegurar la validez de la solución desarrollada confirmándose en el Capítulo 6 del presente documento.

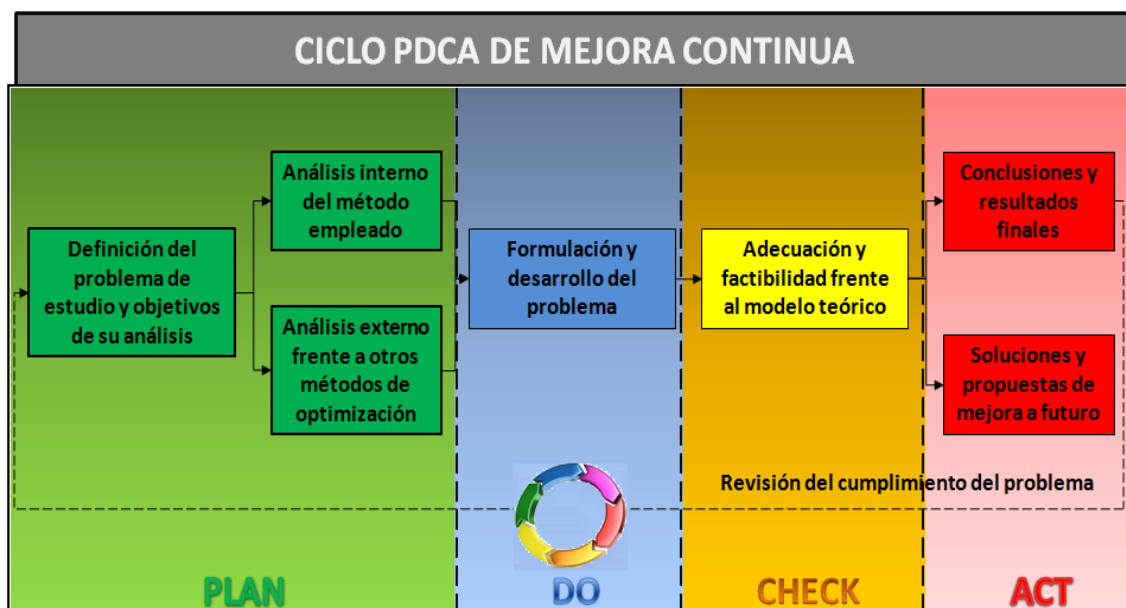


Figura 1.1: Ciclo PDCA o círculo de Deming para la planificación del proyecto.

Por último, queda por mencionar el desarrollo de la documentación que se ha realizado con la presente memoria, en la que se recoge cada una de estas fases y se recopila en cada una de ellas las cuestiones más importantes referentes al proyecto. Un estudio exhaustivo que permitirá al lector entender de primera mano y bajo una comprensión fácil, la intención y el motivo del presente proyecto.

Adicionalmente en el Capítulo 3 de este documento, se expone cómo ha sido la gestión del proyecto y las complejidades resultadas en su transcurso.

1.4 Tecnología empleada en el desarrollo.

Para la realización del proyecto se ha utilizado un reconocido software de alto nivel para el modelado de sistemas de optimización matemática llamado “General Algebraic Modeling Sistem (GAMS)”.

La elección de este software frente a otros es que GAMS está diseñado para modelar y resolver tanto problemas lineales, no lineales como de optimización entera mixta. Además, este sistema está diseñado para aplicaciones de modelado a gran escala complejas y permite al usuario construir grandes modelos que pueden adaptarse a las distintas situaciones.

GAMS contiene un entorno de desarrollo integrado (IDE) y está conectado a distintos algoritmos de resolución (solvers o solucionadores) como son CONOPT, CPLEX, DICOPT, y PATH, lo cual nos permite aplicar solucionadores según las necesidades que requiramos para el desarrollo del modelo. Los modelos se describen en declaraciones algebraicas concisas y legibles. GAMS es uno de los formatos de entrada más populares para cualquier problema de optimización y, a pesar de que fue diseñado inicialmente para aplicaciones relacionadas con la economía y la ciencia de la administración, sus usos se están extrapolando de forma muy habitual a la ciencia y, como en este caso, a la ingeniería.

Aunque GAMS ha sido la tecnología soporte de este proyecto, también se han necesitado otras herramientas auxiliares para su completitud, tanto para desarrollar la memoria y el análisis de los resultados mediante el paquete “MS Office” como para realizar la planificación del mismo gracias a “MS Project”.

En cuanto a la mayor parte de la información necesaria para la comprensión del problema que se ha plasmado, el tutor del proyecto ha sido quién ha facilitado artículos, libros y enlaces webs de referencia para su realización, así como la propia investigación realizada por el alumno para su mejora y comprensión del mismo.

Adicionalmente, y con el fin de que el usuario se familiarice a trabajar tanto con el modelo desarrollado como con la herramienta GAMS en el apartado 7.2, el lector dispone de un manual de usuario que le facilitara la comprensión de lo anteriormente citado.

1.5. Estructura de la memoria del proyecto.

Este trabajo se ha estructurado en torno a seis capítulos principales, que se acompañan a su vez de ciertas secciones que los complementan:

- **Bibliografía (Capítulo 7).**
- **Anexos (Capítulo 8):** se incluye “Manual de usuario para implementación del modelo en GAMS”.

A continuación, se indican los capítulos de los que se compone este proyecto, ofreciéndose una breve descripción de los mismos con el fin de orientar al lector durante su comprensión del documento:

- **Introducción (Capítulo 1):** se presenta el proyecto, explicando el origen, la vinculación con la realidad y la motivación del estudio del mismo, así como se detalla los objetivos que se pretenden satisfacer y, la metodología seguida y requisitos necesarios para su desarrollo. Se incluyen las distintas fases del que consta el proyecto y, las herramientas tecnológicas y técnicas que puedan darse en cada una de ellas.
- **Contexto y fundamentos teóricos del problema (Capítulo 2):** se aborda el contexto en el que surge el problema haciendo referencia a las ventajas y limitaciones del estudio. Adicional a ello, se describe el fundamento teórico y las técnicas teóricas a emplear para su resolución. En este caso, se tomara como ejemplo el mercado eléctrico español al disponer de información suficiente y conocimientos más cercanos al problema de origen.
- **Gestión del proyecto (Capítulo 3):** este capítulo se dedica al proceso de planteamiento, ejecución y control del proyecto para alcanzar un correcto equilibrio en cuanto a coste, plazos y calidad. Se hace un análisis de los posibles riesgos que pudieran surgir durante el desarrollo del proyecto y cómo hacerles frente y, se establece un plan de pruebas para asegurar que se satisfacen todos los objetivos mencionados en el punto 1.2. Objetivos y metodología.
- **Desarrollo de la solución (Capítulo 4):** se centra en el propio desarrollo tecnológico del problema, así como la explicación teórica del propio modelo y problema planteado.
- **Experimentación y evaluación (Capítulo 5):** en este punto se demuestra la validez de la solución planteada. Para ello, se muestran los resultados obtenidos como consecuencia de la comparación de las distintas formas de modelar la robustez y valores de los parámetros. Se contrastan los resultados frente al problema determinista y bajo diferentes estados posibles del mercado.
- **Conclusiones y líneas futuras (Capítulo 6):** se recogen las conclusiones obtenidas tras el desarrollo completo del proyecto, y qué mejoras tienen cabida en el mismo. Se sentarán además las bases para el desarrollo de trabajos futuros y se hará una revisión de los problemas encontrados en el desarrollo del proyecto, así como una vinculación de las técnicas empleadas en el documento desde un punto de vista académica.

Capítulo 2

Contexto y Fundamentos teóricos del problema

2. CONTEXTO Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Introducción al mercado eléctrico.

En este punto, tomamos como ejemplo el mercado eléctrico español para poder explicar cuáles han sido los motivos de la elección de dicho mercado y acercar, a su vez, las características del mismo para poder tenerlos en cuenta para las conclusiones y líneas de futuros trabajos de este proyecto.

2.1.1. Agentes y actividades del mercado eléctrico español.

En estas dos últimas décadas, el mercado eléctrico español ha experimentado unos fuertes cambios en cuanto a su estructura, reglamentación y políticas de mercado desde sus inicios en 1997 con la liberalización del sector.

Entrando en vigor el 1 de Enero de 1998, dicha nueva regulación frente a la clásica que se venía realizando supone un cambio radical en el modelo legal, económico, técnico y de regulación del mercado eléctrico español. Se abandona un modelo cerrado con derechos exclusivos, integrado, con una explotación centralizada y una remuneración en base a costes para adaptarse a un modelo de regulación que permite una competencia abierta, un mercado desintegrado con una explotación descentralizada y un libre acceso a las redes y remuneración en base a precios.

Bajo este nuevo marco regulador de la actividad eléctrica, se promociona la libre iniciativa de los agentes que operan en el sistema con el fin de incrementar la calidad del servicio y la competitividad de los precios eléctricos. Por tanto, para este proceso se hace necesario la separación de las actividades del mercado eléctrico (hasta el momento todo eran monopolios) con tal de que se genere una suficiente granularidad en el sistema que permita una serie de competidores potenciales en cada una de ellas.

Es, por ello que, además de estar compuesto por el conjunto de empresas y organismos que nos permiten disponer del uso de la electricidad a diario, el Sector Eléctrico se completa con unos organismos reguladores específicos que velan por el cumplimiento del reglamento impuesto y, gestionan las operaciones de compra-venta de energía eléctrica a partir de los cuales se obtendrá la gran mayoría de la información para este proyecto. Entre ellos, se encuentran: el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MIyTC), la Comisión Nacional de la Energía (CNE), el Operador del Mercado (OMIE) y el Operador del Sistema (REE).

Todos ellos buscan el nuevo concepto de “garantía de suministro” bajo esta nueva regulación frente al servicio público esencial de la versión clásica. Bajo este término, se intenta liberar a unos consumidores “cautivos” debido exclusivamente a su situación geográfica como se puede llegar a observar en la figura 2.6., se pretende dar acceso a terceros a las redes fomentando la competitividad hacia una integración horizontal e intentando derogar las antiguas economías de escala implantadas por las empresas monopolizadoras que, debido a la crisis del petróleo de la década de los 70 y los cambios tecnológicos, se agotaban al estar altamente endeudadas a causa, entre otras, de un inmovilizado elevado y duradero.

Desde el punto de vista clásico del consumidor y a modo de ejemplo si el consumidor deseaba contratar otra compañía de suministro, no podía hacerlo al estar supeditado por el operador que funcionaba dentro de su área geográfica, no permitiéndose de este modo la entrada de otro competidor para la misma región.

Actualmente y desde el punto de vista del operador del mercado y a modo de ejemplo, un mismo sujeto no puede realizar actividades reguladas y liberalizadas al mismo tiempo ya que estará supeditado a todos estas instituciones anteriormente citadas, que le penalizarán su forma de proceder si, en caso positivo, estos ingresos provenientes de la actividad regulada podrían proporcionar una ventaja a aquél que participa en ambas actividades y, viceversa. Haciéndose de esta forma un mercado abierto a la libre competencia.

Por tanto, dichas actividades sólo pueden realizarse por empresas eléctricas que contable y jurídicamente no pertenecen a una misma sociedad. De esta forma y cumpliéndose que en todo momento la demanda debe ser igual a la oferta, las principales actividades destinadas al suministro de energía eléctrica en el mercado español se clasifican en:

- Generación: actividad en la que se produce la energía eléctrica en los generadores, pudiendo distinguirse la generación en régimen ordinario (carbón, fuel, hidráulica, nuclear, etcétera) y en régimen especial (eólica, cogeneración, etcétera). Incluye también la prestación de los denominados servicios complementarios como el control de tensión y la regulación frecuencia-potencia. Sobre esta actividad se centrará nuestro análisis exponiendo ciertos controles sobre el tipo de origen de la materia prima de la que se sustenta cada central para la obtención de la electricidad, ya que de algún modo vendrá refrendado subjetivamente en los costes de la misma.
- Transporte: transmisión de la energía en grandes cantidades desde los centros de producción a los centros de consumo, generalmente a muy alta tensión. Nuestro modelo no tiene el fin y la capacidad de poder explotar este ámbito al no estar liberalizado.
- Distribución: se realiza el suministro de la energía eléctrica a los usuarios finales desde la red de transporte. Las tensiones de distribución son menores que las de transporte. Incluye la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. Nuestro modelo no tiene la capacidad de poder explotarlo al no estar liberalizado.
- Comercialización: comprende la venta de energía a los usuarios, y todo lo relacionado con ella. Los comercializadores pueden adquirir la energía en los distintos mercados a distintos generadores tanto del régimen ordinario como del régimen especial y a otros comercializadores. Por otro lado, pueden vender energía bien a los consumidores mediante la libre contratación, o bien directamente al mercado o a otros comercializadores. Posibilidad de ser estudiado en una línea futura de investigación.
- Coordinación: dentro de esta actividad se incluyen las tareas necesarias para la operación del sistema, la optimización económica del mismo, la planificación de la red, etc. Actividad no sujeta a competencia por lo que, se descarta su aplicabilidad.

Sin embargo, no todas estas cuatro actividades han podido liberalizarse. El transporte y la distribución son monopolios naturales con unos ingresos regulados por ley y en ambas, sus empresas deben realizar inversiones fijadas en la planificación establecida por el órgano regulador de la administración competente en cuanto a su actividad (mantenimiento, mejoras de procesos y de instalaciones etcétera). En España, ambas acciones son llevadas a cabo por Red Eléctrica de España (REE), quién posee y explota toda la red de transporte a alta tensión. Por ello, se descarta el análisis del proyecto sobre estas dos actividades.

Las actividades de generación y comercialización, sin embargo, están abiertas a la competencia y, por tanto, son susceptibles de este modelo. La generación compite entre sí en el mercado mayorista, en tanto que los comercializadores persiguen conseguir más clientes en el mercado minorista, suministrándoles la energía que compran en el mercado mayorista. En estas actividades, pueden participar todos los agentes que lo deseen y como posible línea futura de trabajo, dicho modelo podría ser estudiado para el mercado minorista.

Las actividades de coordinación tampoco están sujetas a competencia. Deben ser llevadas a cabo por organismos independientes de los agentes que participan en los mercados mayorista y minorista, con el fin de garantizar la independencia de su comportamiento. Esta coordinación tiene dos aspectos: una coordinación económica, que busca minimizar el coste de operación del sistema, y una coordinación técnica, que garantiza que el funcionamiento del sistema sea seguro. Bajo esta actividad y sobre términos de generación en mercados mayoristas, es donde vendría a acabar nuestro modelo con una ideología algo vaga para todas las complejidades que presenta dicha coordinación desde el punto de vista exclusivamente económico. Sin embargo creemos que podría ser una herramienta a mejorar a largo plazo que pudiera permitir dar al mercado otra vertiente distinta a la actual, donde apenas hay competencia y los precios se mantienen estables tanto en el muy corto como en el medio plazo, pudiendo llegar a dar otros equilibrios de mercado distintos a los actualmente dados.

A continuación, con el objeto de tener una visión global de la perspectiva del sector eléctrico español, se muestran las principales empresas en cuanto a su actividad generadora eléctrica en el territorio:

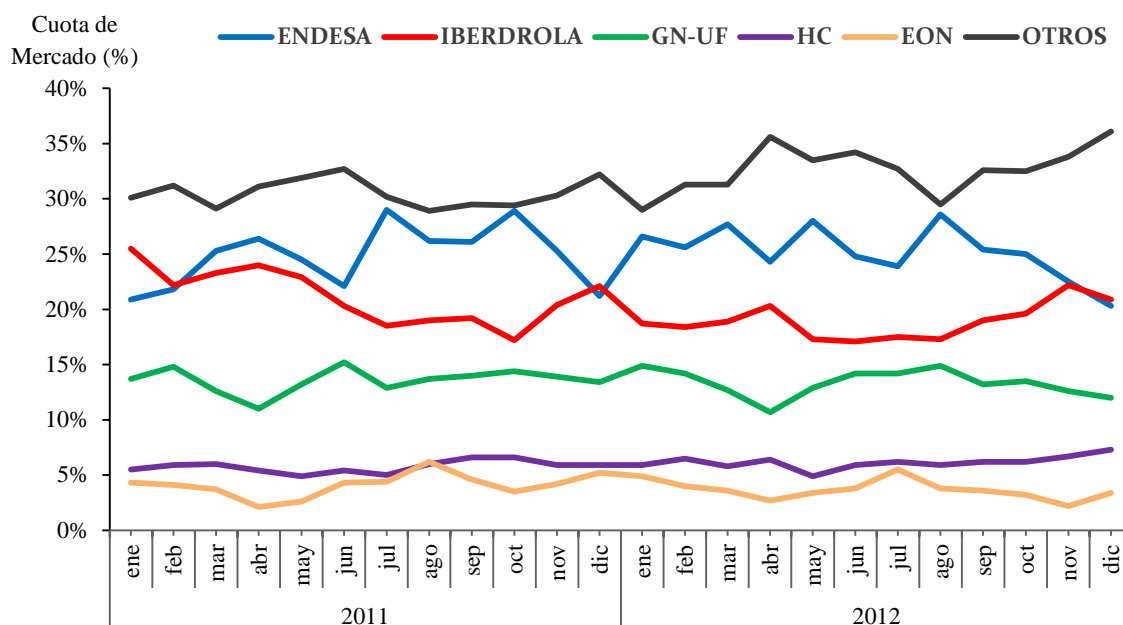


Figura 2.1: Evolución de la cuota de mercado de las grandes empresas del mercado eléctrico español.

Fuente: [17].

En este gráfico podemos observar cómo aún con la liberalización del sector en 1998 el mercado se canaliza bajo dos oligopolios bien definidos: Endesa e Iberdrola, que canalizan prácticamente con un casi 50% la generación eléctrica en España. Cabe destacar que en estas cifras representadas se incorporan tanto el régimen ordinario como el especial, este último sin embargo tiene una mayor diversificación de su generación a través de pequeñas y medianas empresas que hace que el porcentaje de dependencia sobre estas dos grandes empresas se reduzca.

Si analizáramos exclusivamente el régimen ordinario, veríamos que dicha cifra aumentaría hasta superar el 60% de la producción. De ahí, que hablemos de un sector con un cierto carácter de oligopolio. A su vez, si analizamos la distribución de la misma, se acentúa aún más la misma analogía observada.

En el siguiente gráfico evolutivo, observamos la fuerte dependencia sobre estas dos entidades que tiene el sector en estas dos actividades aún transcurrido el tiempo:

Cuota de Mercado (%)

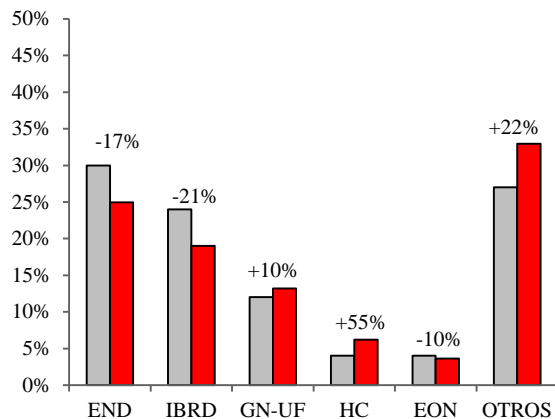


Figura 2.2: Evolución de generación eléctrica de las grandes compañías del mercado eléctrico español desde 2006-2012. Fuente: [16] y [17].

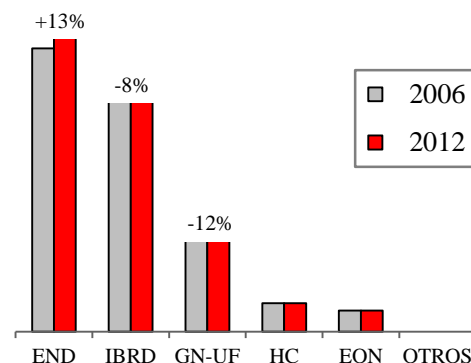


Figura 2.3: Evolución de distribución eléctrica de las grandes compañías del mercado eléctrico español desde 2006-2012. Fuente: [16] y [17].

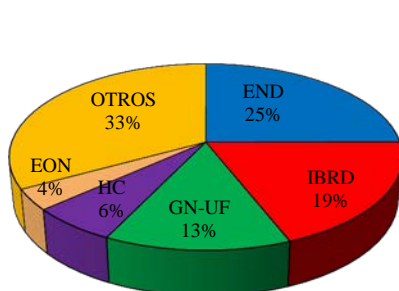


Figura 2.4: Cuota de mercado de las grandes compañías en la generación eléctrica española. Fuente: [17].

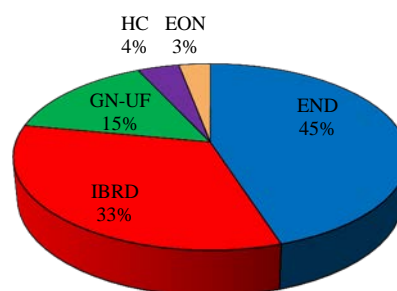


Figura 2.5: Cuota de mercado de las grandes compañías en la distribución eléctrica española. Fuente: [17].



Figura 2.6: Distribución por geografía de las operadoras eléctricas en el mercado eléctrico español. Fuente: [24]

Es por ello que, ante la actual situación que se describirá en el punto 2.1.3., se haga necesario la competitividad en el mercado con el fin de que se rompa este contexto oligopólico y se favorezca el crecimiento de empresas y del sector.

Adicionalmente a todos estos generadores y actividades descritas que conforman el mercado eléctrico español, aparecen dos miembros más en la estructura del sector eléctrico que afectan directa e indirectamente a la coordinación de los mercados, a las empresas presentes en el sector eléctrico y a las soluciones finales al cabo de cada día del mercado.

1. Operador del Sistema: encargado de la gestión técnica del sistema garantizando la seguridad y viabilidad del mismo, siendo en España la Red Eléctrica de España (REE [25]) que debe garantizar la continuidad y la satisfacción de la demanda de la energía eléctrica. Estima, calcula y publica los coeficientes de pérdidas en los nudos de transporte y facilita a los distintos agentes las medidas de los intercambios de energía. Para garantizar el sistema, debe analizar las restricciones y modificar en su caso el programa económico de casación, así como tiene que tener en cuenta la coordinación con otros Operadores de Sistema de la información entre las transacciones internacionales.
2. Operador del Mercado: responsable de la gestión económica del sistema referida a los diferentes mercados dados en el territorio (en España, OMIE [22]). Le corresponde recibir las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados. Le concierne asimismo recibir de los Operadores del Sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado. Además, vela por la transparencia del mercado y de las transacciones, así como pone a disposición de los agentes la información sobre las operaciones casadas o no.

En nuestro modelo, se obvia la presencia de la primera, pero se ha de tener en cuenta para validar el modelo cuando se realice para una casuística realista y de mayor detalle que la que se plantea en la presente memoria.

2.1.2. Funcionamiento del mercado eléctrico español.

2.1.2.1. Tipologías de Mercados.

Según la organización y el manejo de las condiciones económicas y técnicas que permitan una adecuación de la oferta a la demanda, el mercado de la producción se estructura en:

- Mercados a plazos: son mercados en los que es posible negociar productos a largo plazo, permitiendo garantizar el precio de la electricidad durante un determinado plazo temporal. Se realizan para reducir el riesgo de la volatilidad del precio de la energía. Debido a su temporalidad y modalidad de mercado, no aplicaremos nuestro modelo en él.
- Mercado Diario: se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los Mercados organizados a plazo. Es el que mayor volumen de energía pone en juego y sobre el que centraremos nuestro modelo.
- Mercado Intradiario: su objeto es atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas posteriores a haberse fijado el Programa Diario Viable en el Mercado Diario y poder reajustar sus programas conforme a ellas. No se ajusta al modelo que deseamos plantear.

- **Mercado de Servicios de Ajuste:** en este mercado se da cabida a aquellos servicios que los Operadores del Sistema consideren necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema, tales como restricciones por garantía de suministro y de restricciones técnica, servicios complementarios y el proceso de gestión de los desvíos entre generación y consumo. No se adecua al modelo a desarrollar.

En el mercado español, la mayor parte de la contratación de energía se realiza en el Mercado Diario, en el que se establecen los programas de intercambio de energía para el día siguiente y el cual será motivo de estudio. En dicho mercado, los compradores lanzan sus ofertas de compra con determinadas cantidades y precios respectivamente mientras que los vendedores, realizan la misma secuencia hacia un caso de venta. Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los comercializadores, los consumidores directos y los comercializadores de último recurso. Análogamente, se debe tener en cuenta los contratos bilaterales, cantidades a producir que deben contabilizarse para su demanda pero que no entran en subasta y que, como simplificación, obviaremos en nuestro modelo.

Asistiendo generadores y compradores al mercado bajo sus ofertas, se alcanza un precio marginal del sistema al cual se pagará toda la energía casada total. La energía no casada pasará o no a disposición de la siguiente sesión bajo determinación de cada uno de los intervinientes en el mercado. Dichas sesiones de contratación del Mercado Diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerándose como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos ó 23, ó 25 en los días de cambio de hora oficial.

Un ejemplo de curva agregada de la oferta y de la demanda sería, por ejemplo, la ocurrida a las 12:00 de la mañana del día 28 de Diciembre de 2014 donde para mayor detalle de su explicación, se incluye un problema académico de casación en el apartado 8.1 que el lector podrá consultar en caso de ayuda:

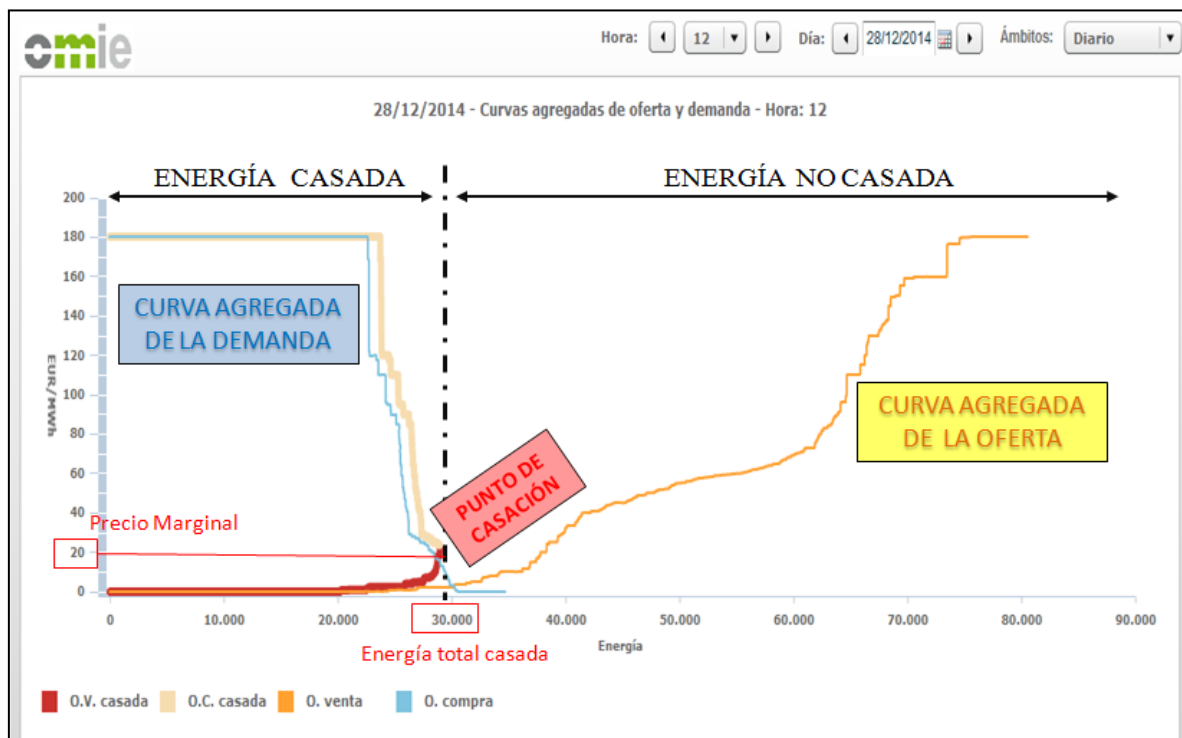


Figura 2.7: Curvas agregadas de oferta y demanda del mercado eléctrico español para el día 28/12/2014 a las 12:00 horas.
Fuente: [22]

Como ya hemos comentado, el mercado diario se estructura de 1 a 25 tramos dependiendo de las horas que trascurren en un determinado día y en consecuencia, en cada hora del día se oferta energía y precio de la misma sucediendo así que, el precio sea creciente en cada tramo en el caso de las ventas al disponerse de menor número de ofertas que casar, y decreciente en el caso de las compras al realizarse la casación de las mismas con las ofertas de venta.

El responsable de realizar la casación de las ofertas es el Operador de Mercado, quién dependiendo de la tipología de ofertas que presentan los generadores en cada tramo, optará por la aplicación del método de casación simple o el método complejo que se resumirán en las próximas líneas. Para cada tramo del mercado diario, los vendedores determinan qué cantidades de energía y sobre qué precio venderán las mismas. Sin embargo y, adicionalmente a estos dos factores citados, los vendedores pueden llegar a incorporar condiciones especiales, ya sean técnicas o económicas, las cuales son consideradas como requisitos exigidos y mínimos para su correcta casación. En este primer caso, hablaremos de ofertas complejas mientras que en el segundo, se hablará de ofertas simples.

Aunque nuestro modelo no sea capaz de afrontar dichas condiciones complejas, es preciso hacer mención a ellas con el fin de detallar al lector qué virtudes y/o carencias presenta nuestro proyecto. A continuación, se muestran algunas de las más habituales que suelen aparecer en el mercado y que, para mayor descripción, se pueden consultar en [22]:

- Condición de indivisibilidad: permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor sólo puede ser dividido por la aplicación de los gradientes de carga declarados por el mismo agente, o por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.
- Gradiente de carga: diferencia máxima o mínima entre la potencia generada al inicio de la hora y la misma al final de la hora. Con ello, se busca evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir realizándolas.
- Condición de ingresos mínimos: la unidad de producción no participará en el resultado de la casación del día si no obtiene, para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija más una remuneración variable por cada kW casado.
- Condición de parada programada: permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas.

Con el fin de ligar nuestro modelo a aquel método de casación sobre el que el Operador de Mercado pudiera llegar a ayudarse, aplicar o incluso sustituir, a continuación se describen los dos actuales métodos existentes analizándose ambos desde el punto de vista de la viabilidad de nuestro proyecto (también para mayor detalle, consultar [22]):

- Método de Casación Simple:

Obtiene de manera directa, a partir de las ofertas simples, el precio marginal y el volumen de energía eléctrica que corresponda a cada unidad de adquisición y de producción para cada periodo horario programado. Sobre este método se basa nuestro modelo.

- Método de Casación Complejo:

Parte del resultado obtenido en la casación simple sobre el cual, se añaden las condiciones de indivisibilidad y de gradiente de carga siendo denominada esta fase:

“casación simple-condicionada”. Mediante un proceso iterativo, se ejecutan varias casaciones simples hasta que se obtiene una en la que, se cumplen también las condiciones de ingresos mínimos y de parada programada, obteniéndose así una primera solución final provisional. Un resultado temporal porque posteriormente, se deberá tener en cuenta las interconexiones internacionales, ya que éstas podrían llegar a congestionar el mercado al considerarlas. Con relación a nuestro modelo, indicar que este método de casación al incorporar condiciones complejas no es válido, como ya habíamos indicado.

En consecuencia, se consigue en un primer momento que la oferta iguale a la demanda a expensas de la verificación de las restricciones técnicas por parte del Operador de Sistema, consiguiéndose que sólo aquellos generadores que consiguieran compradores para su electricidad produzcan. Como resultado de este proceso, se obtiene el Programa Base de Funcionamiento (PBF) y una vez ratificado dichas restricciones y servicios complementarios que pudieran darse, se consigue el Programa Diario Viable (PDB) a partir del cual aparece en escena el Mercado Intradiario.

Como resultado siguiente, los Mercados Intradiarios han ido cobrando importancia gracias a la posibilidad que ofrecen a los agentes para ajustar sus programas, bien para actualizar sus previsiones de consumo, sus previsiones de disponibilidad de recursos, o para solucionar problemas derivados de indisponibilidades sobrevenidas. Se realizan seis sesiones de Mercado Intradiario a lo largo del día, con diferentes horizontes temporales y con él, se obtiene el Programa Horario Final (PHF) bajo el cual y gestionando en tiempo real se ajustan los desvíos en generación y demanda; resultando y ejecutándose finalmente el Programa Horario Operativo (PHO). Con ello, se cierra todo el flujo de operaciones e hitos que se realizan para el correcto funcionamiento actual del mercado, mostrándose en la siguiente figura.

2.1.2.2. Flujograma de los distintos mercados dados en el sector eléctrico español.

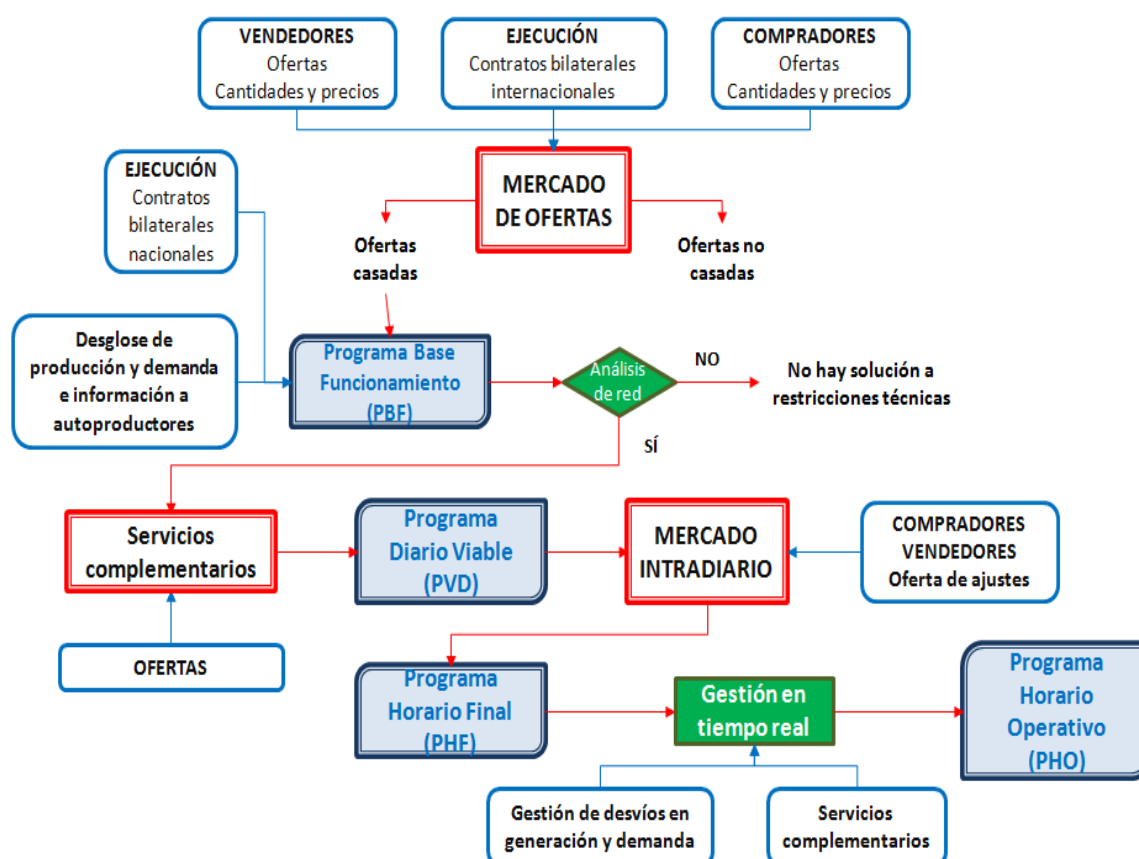


Figura 2.8: Flujograma de los distintos mercados dados en el sector eléctrico español.

2.1.2.3. Reglas del mercado para la admisión de ofertas y otros servicios

Fundamentándonos sobre las bases de las reglas de funcionamiento del mercado para la admisión de ofertas y otros servicios publicadas en el Boletín Oficial del Estado en la resolución de 27 de enero de 2014 de la Secretaría de Estado de Energía ([30]), se detallaran a continuación las principales líneas de actuación que deben regirse para la aplicación y validez de nuestro modelo. En ellas, además de garantizarse los procedimientos y condiciones de carácter general que resultan necesarios para el eficaz desarrollo del mercado de la energía eléctrica y específicamente para su gestión económica y la correcta participación de todos sus agentes, para nuestro modelo y en especial alusión para su implementación, se hace necesarias las siguientes dentro del marco descrito en [30]:

1. *“La definición, desarrollo y funcionamiento de los sistemas informáticos necesarios para garantizar la transparencia en las transacciones que se realicen en el mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica y que incluyen:*
 - *La presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica.*
 - *El procedimiento de casación, en el mercado diario e intradiario, de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica.*
 - *La determinación y comunicación a los Operadores del Sistema con la confidencialidad que corresponda, de los datos relativos a los resultados de la casación de las ofertas en los mercados diario e intradiario, y a los agentes, de los datos correspondientes a sus unidades de venta y adquisición.*
 - *La determinación y comunicación a los agentes del mercado y a los Operadores del Sistema de los precios marginales de la energía eléctrica, en el mercado diario y en las sesiones del mercado intradiario.*
 - *La determinación y publicación de los índices de precios medios con carácter horario del mercado diario e intradiario.*
 - *La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deben realizarse en virtud de los precios de los mercados diario e intradiario de la energía eléctrica;*
 - *La publicación de las curvas agregadas de oferta y demanda de los mercados diario e intradiario con desagregación explícita de cada uno de los puntos que las configuran;*
 - *La publicación de los resultados de los programas de energía agregados por agente y mes natural de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, una vez transcurrido un mes desde el último día de aquél al que se refieran.*
 - *La publicación de las ofertas presentadas por los agentes, que han entrado en el proceso de casación, en cada uno de los mercados diario e intradiario, una vez transcurridos 90 días.”*

En este primer punto, se busca que las ofertas admitidas para el mercado sean exactas y públicas posteriormente para todos los generadores. Con ellas, el modelo gana en claridad y versatilidad, haciendo que los objetivos buscados bajo este modelo se vean cumplidos.

2. *“El procedimiento a seguir en el supuesto de que los agentes que adquieren energía del mercado incumplan sus obligaciones de pago, así como las comunicaciones que en estos casos deban realizarse a los consumidores y a los diferentes agentes del mercado.”*

En este segundo punto, nuestro modelo no toma en consideración la situación económica individualizada de aquellos generadores que, al no cobrar la energía casada por parte de algunos de sus compradores, se encuentra en un estado de deterioro económico que no le permite sobre nuestro modelo mejorar su relación cantidad-precio y, en consecuencia, seguramente quede afectado en el equilibrio de nuestro problema.

3. *“El procedimiento a seguir en las comunicaciones de altas y bajas como agentes del mercado por quienes participen en los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.”*

Nuestro modelo necesita conocer exactamente cuáles son los agentes que participan en el mercado de generación para la correcta determinación del equilibrio. De ahí, el rigor del cumplimiento de este punto.

4. *La comunicación a las autoridades competentes de los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica y de las situaciones que puedan resultar anómalas, teniendo en cuenta la información a disposición del Operador del Mercado resultante de los mismos.*

Este cuarto y último punto que hemos decidido destacar tiene especial importancia ya que aplica a los dos primeros puntos y lo que nos viene a indicar es que, se necesita un gobierno entre los agentes descritos dentro de nuestro modelo que permita abordar toda esta temática debido a la simplicidad del modelo.

2.1.3. Situación y problemática actual.

A nivel europeo, la presente crisis económica y financiera ha acentuado la especial importancia que debe regirse entre la economía real de un país y de una industria fuerte que la sostente. Distintos estamentos de la Unión Europea en sus distintas comunicaciones ⁽³⁾ reconocen que la interacción de la industria con el resto del entramado económico va mucho más allá del propio proceso productivo. Las actividades industriales se integran en cadenas de valor cada vez más ricas y complejas, en las que confluyen empresas de diferentes dimensiones de todos los sectores y países.

Es por todo ello que una fuerte y sólida base industrial es fundamental para la recuperación económica y la competitividad a nivel europeo, estableciéndose la necesidad de revertir el proceso de pérdida de peso industrial que se ha producido en estos primeros años del siglo XXI. Para conseguir un crecimiento sostenible, la creación de empleo, etcétera es necesaria una visión de largo alcance, que se centre en la inversión y en la innovación, pero que se movilice al mismo tiempo a favor de la competitividad de las empresas en los mercados.

La Unión Europea no únicamente resalta la pérdida de competitividad de la industria europea frente a los países emergentes y la de otros países desarrollados, sino que también apunta la necesidad de revertir este fenómeno, estableciendo un nuevo objetivo de reindustrialización en el que el Producto Interior Bruto (PIB) correspondiente al sector industrial pase del actual 16% - actual media de la Unión Europea – al 20% en el año 2020.

Una condición *sine qua non* para lograr todos estos objetivos es una mejora de la competitividad de la industria europea. Es precisamente en este ámbito donde se circunscriben los costes energéticos y gran parte de nuestro modelo. El proceso de globalización económica de los mercados ha puesto de manifiesto la estrecha e íntima relación existente entre energía y competitividad. La energía, considerada como un elemento estructural para garantizar la sostenibilidad económica y social y el equilibrio territorial y ambiental, tiene una importancia muy relevante de cara a la reindustrialización de cualquier economía y de dichas políticas.

⁽³⁾ Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones “Una política industrial integrada para la era de la globalización” (COM(2010) 614 final); Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones “Una industria europea más fuerte para el crecimiento y la recuperación económica” (COM(2012) 582 final); Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones “Por un renacimiento industrial europeo” (COM(2014) 14 final).

Dicha apuesta por el refuerzo de la competitividad industrial para apoyar el crecimiento económico y permitir la transición hacia una economía baja en carbono y eficiente en el uso de los recursos, hace que el rol de la energía y de la política energética, especialmente en lo que se refiere al proceso de fijación de los precios energéticos, adquiera un protagonismo creciente y en consecuencia, se deba trabajar en modelos que intenten agilizarlas a la hora de su aplicación.

Adicionalmente y en reflejo de esta nueva propuesta europea, se ha empezado ya a trabajar en paralelo, debido al firme compromiso de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2050, desde un punto de vista eficaz en el que se garantice la seguridad de abastecimiento, la sostenibilidad de la energía, y en el que se tenga en cuenta las actuales circunstancias económicas y políticas con el objeto de que los costes en el mercado sean asequibles y competitivos. La evolución de los costes energéticos es, sin duda, una de las mayores preocupaciones que desea derogar la Unión Europea debido principalmente a la evolución diferencial que han seguido en Europa estos costes energéticos en relación con sus principales competidores.

Abordando dicha cuestión, la Unión Europea reconoce que si bien, el mercado interior de la energía ha contribuido a mantener bajo control los precios mayoristas, el segmento minorista es foco de creciente preocupación. Los incrementos de precios finales vienen dados principalmente por impuestos, tasas y gravámenes debido esencialmente a qué los clientes eléctricos están financiando las políticas globales de introducción de renovables como p. e. el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 impuesto en España.

En el siguiente gráfico y para el caso de España, podemos observar como los costes regulados representan un 57% de la factura total mientras que las primas a las energías renovables y el déficit de las actividades del mercado suponen casi un tercio (28%) del coste total asumido por los consumidores.

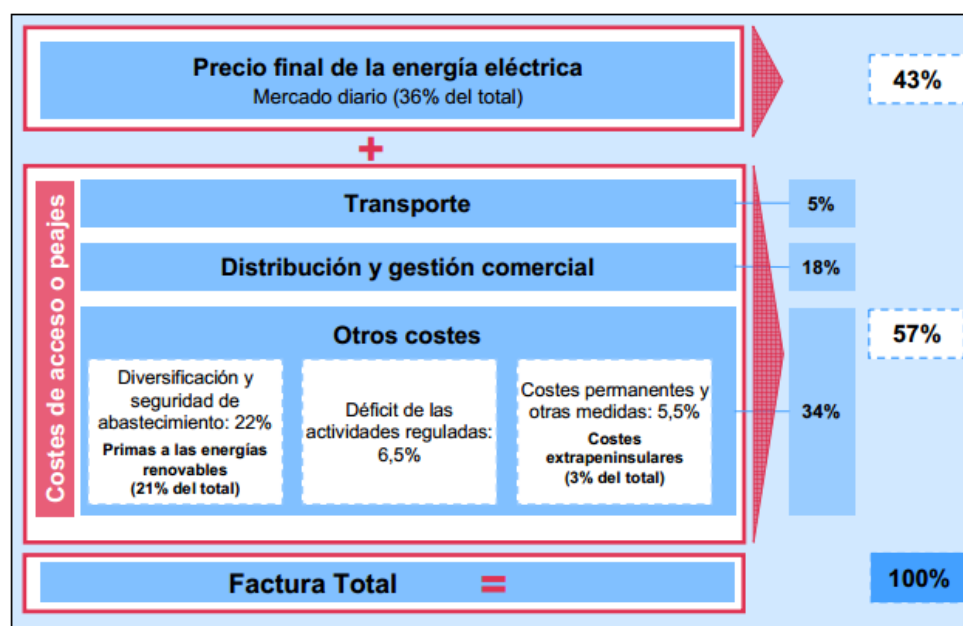


Figura 2.9: Estructura de costes de la factura total de la electricidad en España en 2010. Fuente: [10].

Si bien, analizando con especial énfasis el caso de España, el cual se caracteriza por un reducido grado de autoabastecimiento energético (relación Producto Interior Bruto y consumo total de energía), es decir, por una alta dependencia energética sobre todo del petróleo, se observa en el siguiente gráfico, la evolución ascendente que sufren los precios de la electricidad para los consumidores domésticos a causa de los motivos mencionados anteriormente desde el inicio de la crisis partir de 2006 hasta los momentos finales de mayor agravamiento de la misma en 2012.

Para ello, se ha tomado el caso de un consumidor doméstico con una potencia contratada de 3,45 kW y un consumo anual de electricidad de 3.600 kWh/año, ya que con las sucesivas reformas y leyes, este perfil de consumidor doméstico era quién aportaba mayor argumento a nuestro análisis.

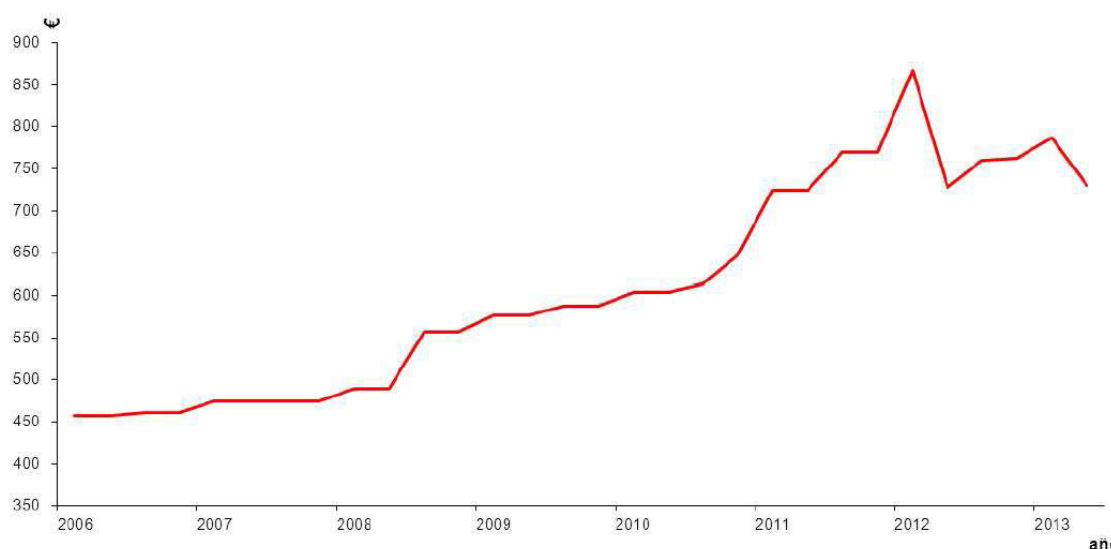


Figura 2.10: Coste anual electricidad para consumidor doméstico con potencia de 3,45 kW y consumo 3600kWh/año. Fuente: [29].

Casualmente y a partir de 2005, se observa cómo dicho grado de autoabastecimiento sufre una inflexión hasta llegar a 2010 a un valor del 26 %, justamente un aumento análogo a los precios que veíamos en el gráfico anterior. De esta forma se pone de manifiesto que los precios minoristas se explican en gran parte por las decisiones tomadas por los gobiernos con el objeto de recuperar principalmente los costes asociados a las distintas políticas energéticas y medioambientales.

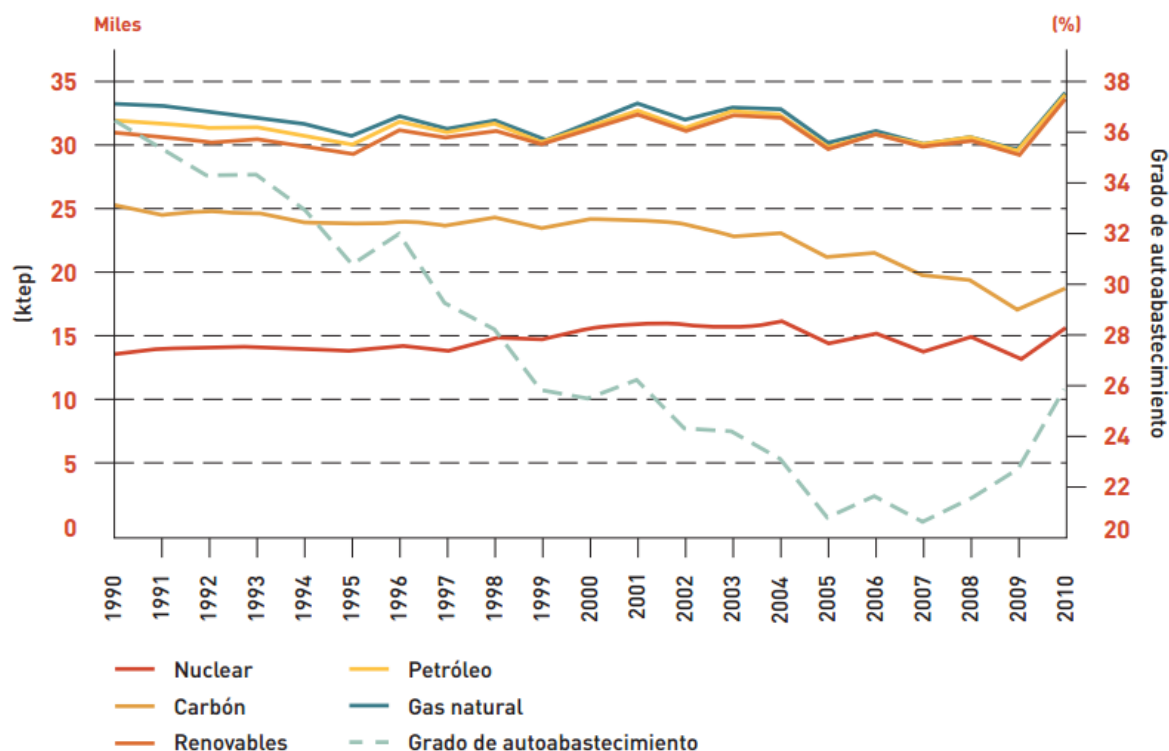


Figura 2.11: Evolución de la producción interior de la energía y del grado de autoabastecimiento. Fuente: [10]

Bajo esta perspectiva descrita y como ya habíamos declinado antes, en los siguientes 3 gráficos se muestra cómo la subida en los precios de la electricidad es asumida por los consumidores domésticos y los industriales medianos/pequeños, demostrándose así que una proporción cada vez menor no está sujeta a la disciplina competitiva de los mercados, sino que depende cada vez más de decisiones políticas.

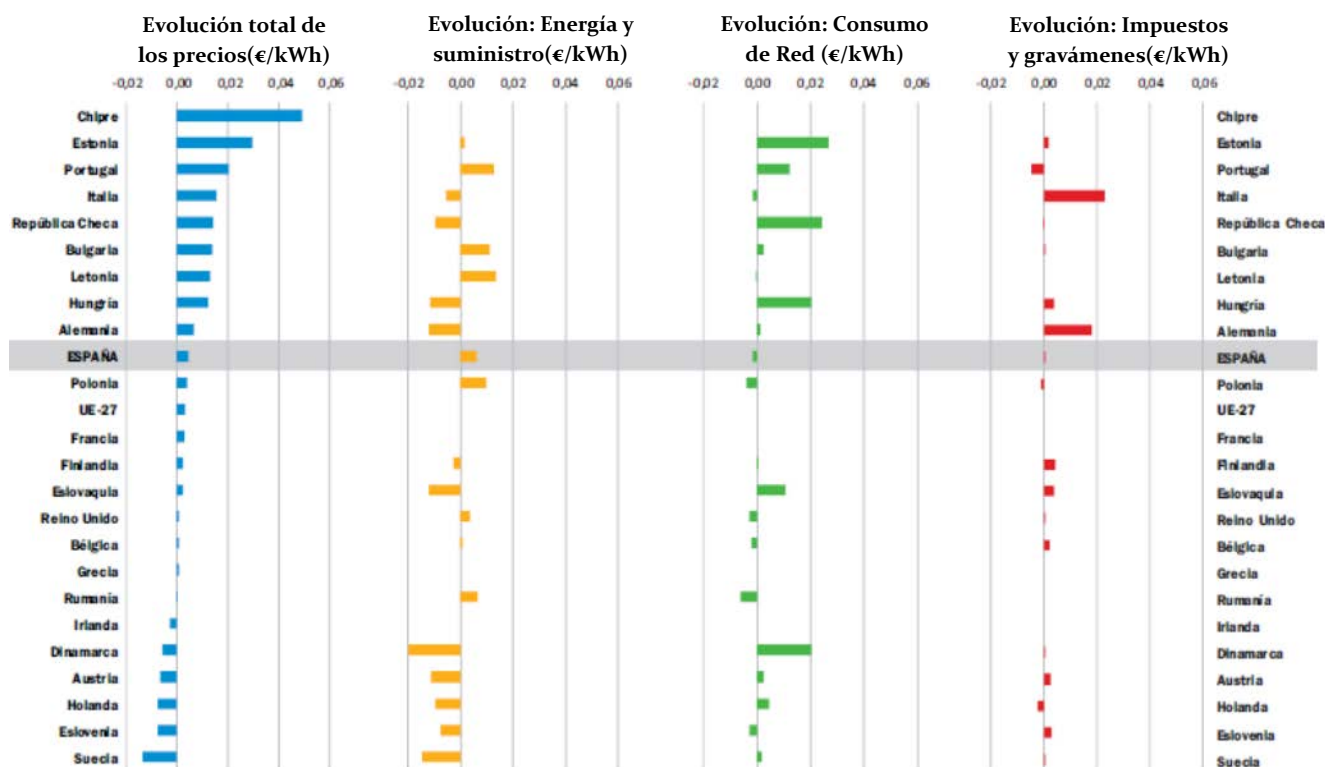


Figura 2.12: Evolución de los precios, costes de la energía, redes e IGC para la gran industria entre 2008-2012.

Fuente: [13]

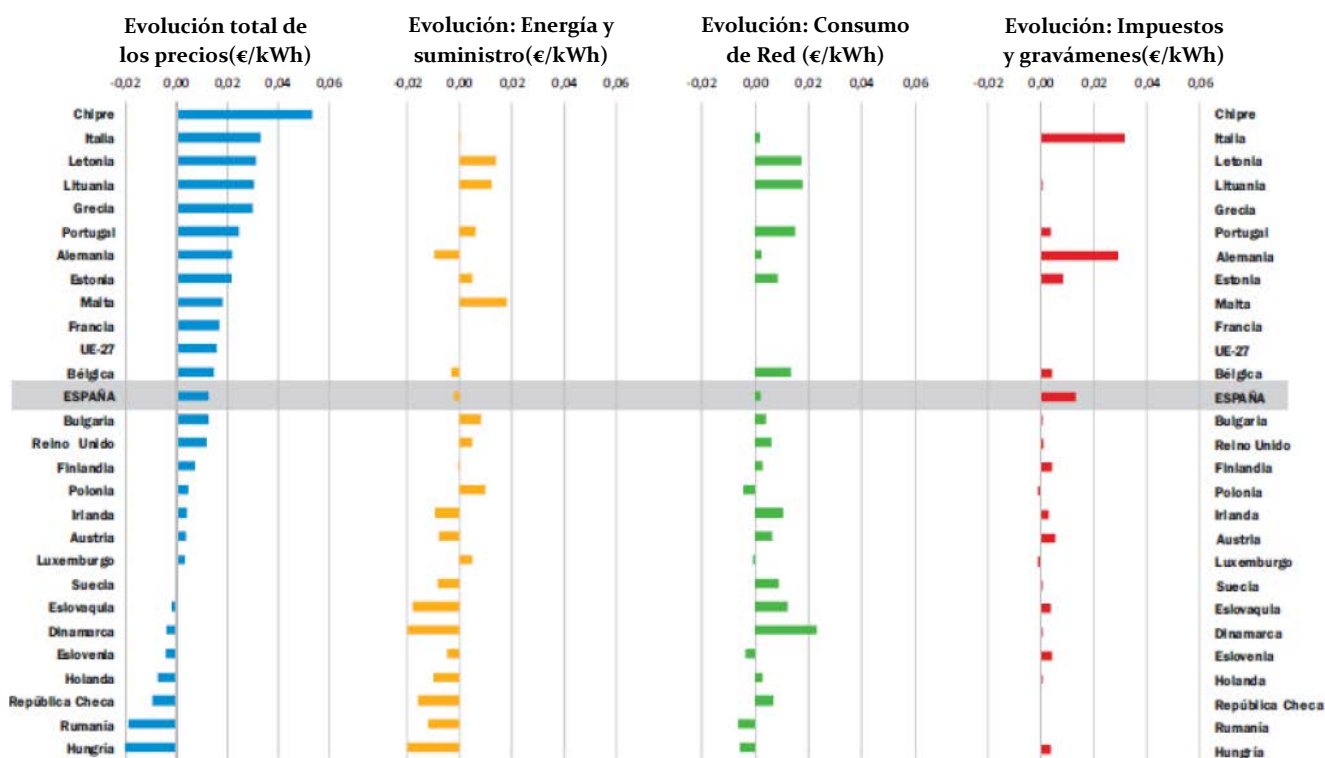


Figura 2.13: Evolución de los precios, costes de la energía, redes e IGC para consumidores industriales medianos entre 2008-2012.

Fuente: [13]

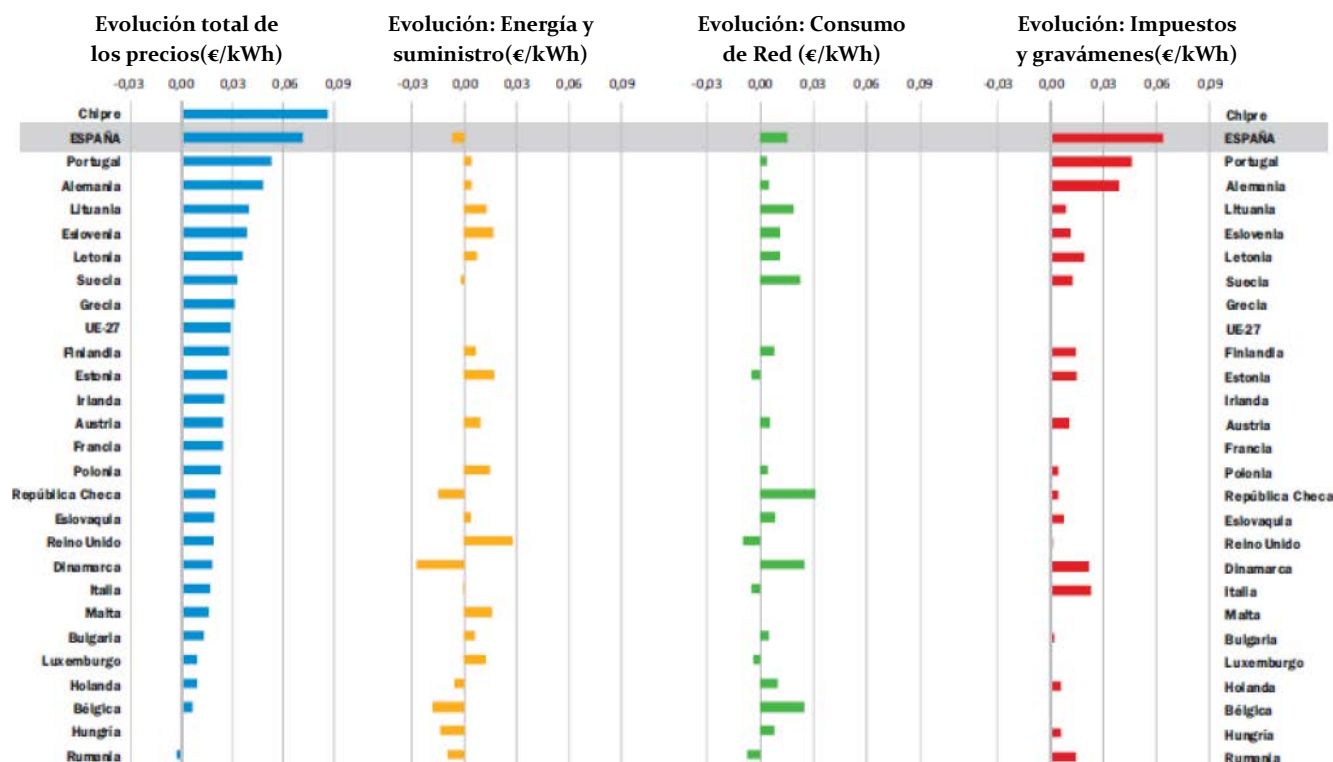


Figura 2.14: Evolución de los precios, costes de la energía, redes e IGC para consumidores domésticos entre 2008-2012.

Fuente: [13]

Por tanto, y desde una perspectiva competitiva-económica, este último aspecto comentado y observado, resulta de gran relevancia al verse condicionada tanto por la evolución de los costes asociados a las políticas públicas adoptadas por los gobiernos, como por los criterios de reparto de dichos costes entre las distintas clases de consumidores. La determinación de quién y cómo se pagan estos costes a través de las distintas metodologías de modelado de las tarifas eléctricas es, sin duda, un elemento a tener en gran consideración cuando se está analizando el reparto y producción de la energía eléctrica que luego se comercializa en los mercados eléctricos. He ahí donde nuestro modelo podría tomar especial importancia para el futuro.

La falta de transparencia en la determinación de estos costes y el desigual criterio de reparto de costes entre los consumidores provocan un actual falsedad de la competencia efectiva. En este sentido, se deben adoptar una serie de orientaciones sobre las medidas a implementar en los mercados de la electricidad, con el fin de reducir al mínimo las posibles distorsiones que se estén produciendo, así como de la posibilidad al origen de una nueva metodología como la que se presenta en este documento, cuyo objetivo es plantear nuevas soluciones más orientadas al mercado con las se reflejen una mejor evolución de la estructura de costes de las tecnologías de la energía y una creciente competitividad de los costes en cada geografía.

Adicionalmente, y debido a las actuales y futuras necesidades para nuestro bienestar social donde la incorporación de nuevas tecnologías y nuevas formas de producir provocaran un mayor aprovisionamiento energético, se prevé un aumento del consumo a un ritmo anual del 2,38% en el periodo 2010-2020, cuyo alineamiento estará muy implicado al compromiso del aumento de la actividad industrial en el PIB de la Unión Europea del 16% actual al 20% deseado.

	2004	2007	2008	2009	2010	2016	2020	2010-2020 Variación interanual
Carbón	2.405	2.317	2.080	1.427	1.693	2.168	2.146	2,40%
Prod. petrolíferos	54.244	55.277	52.867	49.032	48.371	43.026	39.253	-2,07%
Gas natural	16.283	17.277	16.866	14.639	16.573	18.211	18.800	1,27%
Electricidad	19.914	22.159	22.253	20.980	21.410	24.343	27.085	2,38%
Energías renovables	3.774	4.101	4.374	4.828	5.375	6.971	8.070	4,15%
TOTAL	96.621	101.130	98.440	90.906	93.423	94.720	95.355	0,20%

Tabla 2.1: Evolución prevista del consumo eléctrico en el horizonte de 2020.

Fuente:[10]

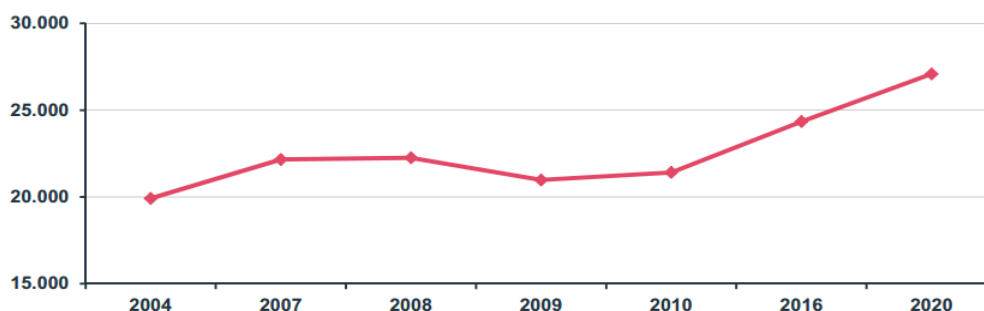


Figura 2.15: Evolución prevista del consumo eléctrico en el horizonte de 2020.

Fuente: [10].

Por ello y ante tal situación, cabe mayor constancia que desde el punto de vista de investigación e innovación se deba buscar nuevos métodos aplicativos que permitan un mejor reparto de los costes de producción eléctricos y de los precios que se determinan en los respectivos mercados, tanto para los generadores como para los consumidores. Dicho proyecto que se presenta en este documento tiene como tal este objetivo y, por tanto, podría llegar a ser un buen punto de partida para el desarrollo de un modelo robusto que sirva de aplicación al sector eléctrico.

2.2. Fundamentos teóricos del objeto de trabajo.

2.2.1. Introducción histórica a la optimización robusta.

El paradigma clásico de la programación matemática se ha basado principalmente en el desarrollo de un modelo que asuma que los datos de entrada sean precisamente conocidos e iguales a los valores nominales. Sin embargo, esta aproximación no tiene en cuenta la influencia de la inexactitud de los datos en la calidad y, en la viabilidad y factibilidad del modelo. Es, por tanto, que los datos toman valores diferentes a los nominales donde ciertas restricciones podrían ser violadas y la solución óptima encontrada, dejará de serlo o, incluso, incumpliría su factibilidad. Esta observación eleva la cuestión natural de diseñar soluciones próximas al óptimo, inmunes a la incertidumbre de los datos, lo que hace que ellas mismas sean robustas.

Para demostrar la importancia de la programación robusta en cuestiones prácticas, en el punto 2.2.2.1.2 se cita el modelo ideado por Nemirovski [20], el cual sostuvo que: *“en situaciones reales, se usa la Programación Lineal (PL) ignorándose la posibilidad de que un dato incierto pueda llegar a dar la solución óptima. Sin embargo, desde un punto de vista práctico, carece de sentido.”*

Naturalmente, dicha necesidad surge de desarrollar modelos que sean inmunes a la incertidumbre de los datos. El primer paso dado en esta dirección fue llevado a cabo por Soyster en [21] descrito en el punto 2.2.2.1.1, el cual propuso un modelo de optimización lineal construyendo una solución que fuera factible para todos los datos que perteneciesen a un conjunto convexo. El resultado del modelo produjo unas soluciones que eran muy conservativas haciendo que se abandonase la optimalidad del problema nominal para asegurarse robustez.

Un paso adelante y significativo en el desarrollo de la teoría de la optimización robusta fue dado por Ben-Tal y Nemirovski en [18], [19] y [20]. Para abordar esta idea de “sobreconservadurismo”, estos autores propusieron unos modelos menos conservadores que consideraban problemas lineales con incertidumbres elipsoidales, las cuales involucraban resolver un equivalente robusto del problema nominal en problemas cuadráticos cónicos.

Con elipsoides adecuadamente escogidos, tal formulación podía ser utilizada como una aproximación más razonable hacia otro conjunto de problemas de mayor complicación. Sin embargo, dicha aproximación tiene un inconveniente práctico, puesto que llevaba hacia una solución no lineal, aunque convexa, la cual exige una mayor demanda computacional que los modelos lineales primarios de Soyster [21].

En esta búsqueda, Bertsimas y Sim en [1] proponen una nueva aproximación hacia la optimización robusta que guarda las ventajas del sistema lineal de Soyster y ofrece un profundo control del grado de conservadurismo para cada restricción. Se protege contra la violación de la restricción de una forma determinista cuando sólo un pre-especificado número de coeficientes cambia, lo que nos garantiza que la solución sea factible si hay menos cambios inciertos que dicho parámetro. Además de esta forma, con esta aproximación nos proveemos de una garantía probabilística de que incluso, si el parámetro cambia aún más, entonces nuestra solución robusta será factible con mayor probabilidad. De este modo, el sistema propuesto en [1] es, al menos, tan flexible o aún más que el propuesto por Ben Tal and Nemirovski en [18], [19] y [20].

A diferencia de estas aproximaciones, el equivalente robusto que se propone en [1] es un problema de optimización lineal y generalizado con variables discretas. Lo mejor de esta nueva aproximación es que no hay un trabajo similar realizado sobre el dominio de la optimización robusta discreta que involucrara garantías probabilísticas y deterministas para las restricciones ante su posible violación y sobre el cual girara nuestra aplicación en el sector eléctrico.

2.2.2. El modelo robusto en problemas de optimización lineal.

Tras una breve explicación acerca del origen y el significado de este modelo de optimización sobre el que vamos a diseñar nuestro modelo, nos adentramos en cada uno de sus fases evolutivas con el objeto de explicar con mayor exactitud el fin de nuestra implementación.

Podemos designar para cualquier problema nominal de optimización lineal la siguiente forma matemática:

$$\begin{aligned} \text{maximizar:} \quad & c^*x \\ \text{sujeto a:} \quad & A^*x \leq b \\ & l \leq x \leq u \end{aligned}$$

Para implementar el modelo robusto, supondremos que la incertidumbre estará asociada siempre a los datos que, en principio, se reciben como verdaderos; es decir, los elementos de la matriz “A” presentarán incertidumbre en nuestro modelo, siendo la variable de decisión “x”, la función objetivo “c*x” donde “c” son los coeficientes de la función objetivo y, la restricción “A*x ≤ b” donde “A” es la matriz de coeficientes de la restricciones que afectan a la variable “x” y “b” son los coeficientes que condicionan la factibilidad de las mismas ecuaciones.

Incorporación de la incertidumbre al modelo.

Considerando cualquier fila i de la matriz A y permitiendo que J_i represente el conjunto de coeficientes en cada fila i que estén sujetos a incertidumbre. Cada entrada a_{ij} , $j \in J_i$ es modelada como una variable simétrica y aleatoria \tilde{a}_{ij} , $j \in J_i$ que toma valores en $[a_{ij} - \hat{a}_{ij}, a_{ij} + \hat{a}_{ij}]$.

2.2.2.1. Evolución de los modelos de optimización robusta

2.2.2.1.1. La formulación robusta de Soyster.

Como hemos mencionado en la introducción de este punto, Soyster en [21] toma como partida el modelo anterior descrito formulando el siguiente problema:

$$\left. \begin{aligned} \text{maximizar:} \quad & c^*x \\ \text{sujeto a:} \quad & \sum_{j \in J_i} a_{ij} x_j + \sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} y_j \leq b_i \quad \forall i \\ & -y_i \leq x_j \leq y_i \quad \forall j \\ & l \leq x \leq u \\ & y \geq 0 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

y sosteniendo que x^* es la solución óptima de la formulación (2). Para la optimalidad, claramente, $y_j = |x_j^*|$:

$$\sum_{j \in J_i} a_{ij}^* |x_j^*| + \sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij}^* |x_j^*| \leq b_i \quad \forall i$$

Para cada realización posible del dato incierto \hat{a}_{ij} , la solución se mantiene factible que es lo que busca la solución robusta bajo la siguiente ecuación:

$$\sum_j \hat{a}_{ij} * x_j^* = \sum_j a_{ij} * x_j^* + \sum_{j \in J_i} \eta_{ij} * \hat{a}_{ij} * x_j^* \leq \sum_j a_{ij} * x_j^* + \sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} * |x_j| \leq b_i \quad \forall i$$

Para cada restricción i , el término $\sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} * |x_j|$ da la necesaria protección de la restricción para mantener un hueco entre $\sum_j a_{ij} * |x_j^*|$ y b_i .

2.2.2.1.2 La formulación robusta de Ben-Tal y Nemirovski.

Aunque el método de Soyster admite una alta protección, en la práctica es bastante conservativo en el sentido que la solución robusta tiene una función objetivo mucho peor que el valor de la función objetivo de la solución del problema de optimización lineal nominal. Para relajar este conservadurismo, Ben-Tal y Nemirovski propusieron el siguiente problema robusto en [18], [19] y [20]:

$$\left. \begin{array}{l} \text{maximizar :} \quad c^*x \\ \text{sujeto a:} \quad \sum_{j \in J_i} a_{ij} * x_j + \sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} * y_j \leq b_i \quad \forall i \\ \quad \quad \quad + \varphi_i * \sqrt{\sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij}^2 * z_{ij}^2} \leq b_i \\ \quad \quad \quad -y_i \leq x_j - z_{ij} \leq y_i \quad \forall i, j \in J_i \\ \quad \quad \quad l \leq x \leq u \\ \quad \quad \quad y \geq 0 \end{array} \right\} \quad (3)$$

Bajo el modelo de datos con incertidumbre inicial, los autores correspondientes han mostrado que la probabilidad de que la restricción “ i ” sea violada es como máximo de $\exp(-\frac{\varphi_i^2}{2})$. El modelo robusto (3) es menos conservativo que el modelo (2), cada solución factible de este último problema es solución factible del problema anterior. Sin embargo, dado que el modelo (3) es un problema no lineal, no es especialmente atractivo para la solución de modelos de optimización discretos robustos.

2.2.2.1.3 La nueva aproximación robusta

Bertsimas y Sim en [1] proponen una formulación sólida que sea lineal y capaz de soportar incertidumbre de los parámetros bajo el modelo inicial de incertidumbre de los datos sin que afecte excesivamente a la función objetivo, y que se extienda fácilmente a la optimización discreta de problemas.

Considerando inicialmente la restricción “ i ” del problema nominal $a_i^*x \leq b_i$, y permitiendo que J_i sea el conjunto de coeficientes a_{ij}^* , $j \in J_i$ sujetos a los parámetros con incertidumbre; es decir, a_{ij} , $j \in J_i$ tome valores según una distribución simétrica con media igual al valor nominal a_{ij} en el intervalo $[a_{ij} - \hat{a}_{ij}, a_{ij} + \hat{a}_{ij}]$, para cada restricción “ i ” se introducirá un parámetro “ Γ_i ”, no necesariamente entero, que toma valores en el intervalo $[0, J_i]$.

El papel de este parámetro Γ_i es el de ajustar la robustez del método propuesto contra el nivel de conservadurismo de la solución, siendo poco probable que todas las a_{ij} , $j \in J_i$ vayan a cambiar.

El objetivo de esta aproximación es el de protegerse contra todos los casos en los que los coeficientes hasta este Γ_i , estén permitidos a cambiar y un único coeficiente a_{it} cambie entre $(\Gamma_i - \lfloor \Gamma_i \rfloor * \hat{a}_{it})$. En otras palabras, estipular que la naturaleza será restringida en su comportamiento, en el que sólo un subconjunto de los coeficientes cambiará con el fin de afectar negativamente lo menos posible a la solución.

En consecuencia, dicha aproximación desarrolla un enfoque que tiene la propiedad de que si la naturaleza se comporta de esta manera, entonces la solución robusta será factible, determinista, y, además, incluso si Γ_i cambia más, entonces la solución será factible con aún mayor probabilidad.

A continuación, se detalla el modelo matemático que Bertsimas y Sim en [1] introdujeron para dar aplicabilidad a los objetivos mencionados anteriormente.

Considerando la siguiente formulación todavía no lineal (Bertsimas y Sim en [1]):

$$\begin{aligned}
 &\text{maximizar:} && c^*x \\
 &\text{sujeto a:} && \sum_{j \in J_i} a_{ij} * x_j + \\
 &&& + \text{maximizar} \quad \left\{ \sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} * y_j + (\Gamma_i - \lfloor \Gamma_i \rfloor) \hat{a}_{it} * y_j \right\} \leq b_i \quad \forall i \\
 &&& \{S_i \cup \{t_i\} S_i \subseteq J_i, |S_i| = \lfloor \Gamma_i \rfloor, t_i \in J_i \setminus S_i\} \\
 &&& -y_j \leq x_j - z_{ij} \leq y_j \quad \forall j \\
 &&& l \leq x \leq u \\
 &&& y \geq 0
 \end{aligned} \tag{4}$$

Si Γ_i se escoge como un entero, la restricción i estará protegido por $\beta_i(x, \Gamma_i) = \max_{\{S_i \cup \{t_i\} S_i \subseteq J_i, |S_i| = \lfloor \Gamma_i \rfloor\}} \left\{ \sum_{j \in S_i} \hat{a}_{ij} * |x_j| \right\}$. Cuando $\Gamma_i=0$, $\beta_i(x, \Gamma_i)=0$, las restricciones son equivalentes a las del problema nominal. Del mismo modo, si $\Gamma_i=|J_i|$, se tiene el método de Soyster [21]. Por lo tanto, variando $\Gamma_i \in [0, |J_i|]$, se tiene la flexibilidad de ajustar la robustez del método contra el nivel de conservadurismo de la solución.

Con el fin de reformular el Modelo (4) como un modelo de optimización lineal, necesitamos la siguiente proposición:

Proposición 1. (Bertsimas y Sim en [1]) Dado un vector x^* , la función de protección de la restricción i :

$$\beta_i(x^*, \Gamma_i) = \text{maximizar} \quad \left\{ \sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} * |x_j^*| + (\Gamma_i - \lfloor \Gamma_i \rfloor) \hat{a}_{it} * |x_j^*| \right\} \tag{5}$$

es equivalente a la función objetivo del siguiente problema de optimización lineal:

$$\begin{aligned}
 \beta_i(x^*, \Gamma_i) = & \text{maximizar} \quad \left\{ \sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} * |x_j^*| * z_{ij} \right\} \\
 & \text{sujeto a} \quad \left\{ \sum_{j \in J_i} z_{ij} \leq \Gamma_i \right\} \\
 & 0 \leq z_{ij} \leq 1 \quad \forall j \in J_i
 \end{aligned} \tag{6}$$

Demostración (Bertsimas y Sim en [1]): el valor de la solución óptima del problema (6) consiste en Γ_i variables entre 1 y 0 en $\Gamma_i - [\Gamma_i]$. Esto es equivalente a la selección del subconjunto $\{S_i \cup \{t_{ij}\} | S_i \subseteq J_i, |S_i| = [\Gamma_i], t_{ij} \in J_i \setminus S_i\}$ con su correspondiente función de costes $\sum_{j \in J_i} \hat{a}_{ij} * |x_j^*| + (\Gamma_i - [\Gamma_i]) \hat{a}_{i\Gamma_i} * |x_j^*|$. Para hacer el Modelo (4) lineal aplicamos el:

Teorema 1 (Bertsimas y Sim en [1]): El modelo (4) tiene una formulación lineal equivalente como sigue:

$$\begin{array}{ll}
 \text{maximizar} & c' * x \\
 \text{sujeto a:} & \sum_j a_{ij} * x_j + z_i * \Gamma_i + \sum_{j \in J_i} p_{ij} \leq b_i \quad \forall i \\
 & z_i + p_{ij} \geq \hat{a}_{ij} * y_j \quad \forall i, j \in J_i \\
 & -y_j \leq x_j \leq y_j \quad \forall j \\
 & l_j \leq x_j \leq u_j \quad \forall j \\
 & p_{ij} \geq 0 \quad \forall i, j \in J_i \\
 & y_j \geq 0 \quad \forall j \\
 & z_i \geq 0 \quad \forall i
 \end{array} \quad (7)$$

Demostración (Bertsimas y Sim en [1]): Se considera primeramente el siguiente problema dual de la formulación (6):

$$\begin{array}{ll}
 \text{sujeto a:} & z_i * \Gamma_i + \sum_{j \in J_i} p_{ij} \\
 \text{sujeto a:} & z_i + p_{ij} \geq \hat{a}_{ij} * y_j \quad \forall i, j \in J_i \\
 & z_i \geq 0 \quad \forall i \\
 & p_{ij} \geq 0 \quad \forall i, j \in J_i
 \end{array} \quad (8)$$

Debido a la dualidad fuerte, ya que el problema (6) es factible y acotada para todo $\Gamma_i \in [0, [\Gamma_i]]$, entonces el problema dual (8) es también factible y delimitado coincidiendo sus valores objetivos. El uso de la Proposición 1, hace que $\beta_i(x^*, \Gamma_i)$ sea igual al valor de la función objetivo del problema (8). Sustituyendo en el Problema (4), se obtiene que el problema (4) es equivalente al problema de optimización lineal (7) gracias a la implementación del teorema de la dualidad.

OBSERVACIÓN. El modelo robusto de optimización lineal (7) tiene $n+k+1$ variables y $m+k+n$ limitaciones, donde $k = \sum_i |J_i|$ el número de datos inciertos, en contraste con $n+2k$ las variables y $M+2k$ limitaciones para la formulación no lineal (3). En la mayoría de aplicaciones del mundo real, la matriz A es dispersa. Una característica atractiva de la Formulación (7) es que conserva la dispersidad de la matriz A.

2.2.2.2 Condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker.

Las condiciones de optimalidad de Karush Kuhn Tucker o, también conocidas como condiciones KKT, son condiciones necesarias y suficientes que permiten resolver tanto modelos lineales como aquellos problemas no lineales que consideran restricciones de igualdad y de desigualdad, garantizándose en ellos que la solución dada sea óptima. Es una generalización de los Multiplicadores de Lagrange [31] ya que, este último método y en comparación con estas condiciones, sólo puede aplicarse a problemas no lineales que consideran exclusivamente las restricciones de igualdad.

Para la formulación general de las condiciones KKT, consideremos inicialmente el siguiente problema general:

$$\left. \begin{array}{ll} \text{minimizar} & f(x) \\ \text{sujeto a:} & g_i(x) \leq 0, \quad i=1,\dots,m \\ & h_j(x) = 0, \quad j=1,\dots,l \end{array} \right\} \quad (1)$$

donde $f(x)$ es la función objetivo a minimizar y, $g_i(x)$ y $h_j(x)$ son las restricciones de desigualdad o igualdad. Si el problema inicial buscara maximizar $f(x)$, sólo habría que reformular dicho problema general cambiando de signo la función objetivo y todas las respectivas restricciones asociadas a ella.

Para aplicar y cumplir dichas condiciones hay que cumplir primeramente con una serie de condiciones necesarias y suficientes que permitan dar la optimalidad a nuestro problema. Para ello, se determinaran a continuación estos dos tipos de condiciones requeridas para la formulación de nuestro problema:

Condiciones necesarias de primer orden de KKT

Suponiendo que “ g_i ” y “ h_j ” y además, suponiendo que son continuamente diferenciables en el punto “ x^* ”. Si existen constantes $\lambda \geq 0$ y $\mu_i \geq 0$ ($i=1,\dots,m$) y v_j ($j=1,\dots,l$) tales que:

$$\lambda * \nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^m \mu_i * \nabla g_i(x^*) + \sum_{j=1}^l |v_j| * \nabla h_j(x^*) = 0$$

$$\mu_i * \nabla g_i(x^*) = 0 \text{ para todo } i = 1, \dots, m$$

entonces “ x^* ” es un mínimo local, donde $\mu_i * \nabla g_i(x^*) = 0$ son las ecuaciones de complementariedad.

Condiciones suficientes de segundo orden de KKT

Suponiendo que las funciones de restricción “ g_i ” y “ h_j ” son funciones convexas y diferenciables en el punto “ x^* ”, si existen constantes $\mu_i \geq 0$ ($i=1,\dots,m$) y v_j ($j=1,\dots,l$) tales que:

$$\nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^m \mu_i * \nabla g_i(x^*) + \sum_{j=1}^l |v_j| * \nabla h_j(x^*) = 0$$

$$\mu_i * \nabla g_i(x^*) = 0 \text{ para todo } i = 1, \dots, m$$

entonces, el punto x^* es un mínimo global, donde $\mu_i * \nabla g_i(x^*) = 0$ son las ecuaciones de complementariedad.



Con respecto a la aplicabilidad sobre nuestro problema planteado, comentar que las condiciones KKT son automáticamente condiciones necesarias y suficientes de optimalidad al plantearse sobre un problema convexo y continuo diferenciable por lo que, automáticamente, se valida su aplicación.

Además desde un punto de vista computacional, las ecuaciones anteriormente declaradas como ecuaciones de complementariedad serán resueltas por el solucionador de GAMS “PATH”, el cual nos permitirá validar automáticamente la factibilidad de la solución de nuestro modelo.

Para una mejor comprensión de la formulación descrita, a continuación se detalla un ejemplo práctico de la implementación posterior sobre nuestro modelo:

[1] Problema inicial.

$$\begin{aligned} \text{minimizar:} \quad & f(x, y) = (x-3)^2 + (y-2)^2 \\ \text{sujeto a:} \quad & g_1(x, y) = x^2 + y^2 \leq 5 \\ & g_2(x, y, z) = 2x + y \leq 6 \\ & g_3(x, y, z) = x + 2y \leq 4 \\ & x \geq 0, \quad y \geq 0, \end{aligned}$$

[2] Condiciones necesarias de primer orden y suficientes de KKT.

$$\begin{aligned} \nabla KKT(x, y, u_1) = & (x-3)^2 + (y-2)^2 + u_1(x^2 + y^2 - 5) + u_2(2x + y - 6) \\ & + u_3(x + 2y - 4) + u_4(-x) + u_5(-y) \end{aligned}$$

$$\frac{\partial L}{\partial x} = 0 = 2x - 6 + 2u_1x + 2u_2 + u_3 - u_4$$

$$\frac{\partial L}{\partial y} = 0 = 2y - 4 + 2u_1y + u_2 + 2u_3 - u_5$$

$$u_1(x^2 + y^2 - 5) = 0$$

$$u_2(2x + y - 6) = 0$$

$$u_3(x + 2y - 4) = 0$$

$$u_4(-x) = 0$$

$$u_5(-y) = 0$$

$$u_1, u_2, u_3, u_4, u_5 \geq 0$$

$$x^2 + y^2 - 5 \leq 0$$

$$x + 2y - 4 \leq 0$$

$$2x + y - 6 \leq 0$$

**CONDICIONES
KKT**

Solución:

$$\begin{aligned} x &= 2,00 \\ y &= 1,00 \\ u_1 &= 0,33 \\ u_2 &= 0,00 \\ u_3 &= 0,66 \\ u_4 &= 0,00 \\ u_5 &= 0,00 \end{aligned}$$

Si comprobamos la factibilidad de las restricciones del problema inicial con dicha solución y/o graficamos el problema y/o comprobamos la convexidad del problema (mediante la matriz Hessiana de la función objetivo y de las restricciones), llegaremos a la conclusión de que dicha solución es el mínimo local y global del problema, cumpliéndose de esta manera las condiciones de optimalidad de KKT.

Este mismo ejemplo nos servirá de apoyo en el punto 4.4. para implementar toda esta casuística a nuestro desarrollo.

2.2.2.3. Equilibrios de Nash

Los equilibrios de Nash o también conocidos como equilibrios de Cournot o equilibrios de Cournot-Nash dan soluciones a problemas en los que los jugadores (en este caso, competidores del mercado eléctrico de producción) conocen y adoptan su mejor estrategia sabiendo todas las posibles estrategias de sus competidores. En consecuencia, ningún jugador tiene motivación de modificar individualmente su estrategia ya que, si sus competidores mantienen sus mejores estrategias, el jugador quedaría en desventaja frente a ellos suponiendo posibles pérdidas económicas y de mercado frente a los mismos.

Dichos equilibrios no implican que se logre el mejor resultado conjunto para todos los jugadores, sino sólo el mejor resultado de los subsistemas que individualmente conforman el sistema donde actúan. De hecho, es perfectamente posible que el resultado fuera mejor para todos los competidores sí, de alguna manera, coordinaran su acción.

Los equilibrios de Nash implican fuertes supuestos de racionalidad como, por ejemplo que, todos los jugadores del mercado busquen maximizar su beneficio de acuerdo a los pagos que describen el juego, es decir, que todos los competidores deben conocer cuáles son todos los parámetros de entrada al mercado de cada uno de ellos que determinan la posición del mercado: costes, cantidades máximas de producción, etcétera. Todos los supuestos pueden ser consultados en [32], sin embargo y aplicándolos a nuestro modelo desarrollado, gran parte de ellos vendrían refrendados en las reglas marcadas en el punto 2.1.2.3.

Para que el lector entienda el proceso que se pretende seguir con estos equilibrios, a continuación se describe el juego que quizás sea más conocido popularmente: “El dilema del prisionero”, cuyo planteamiento se resume en:

“Dos sospechosos son arrestados por la policía y son separados individualmente para que confiesen los hechos que motivan su arresto. A ambos se les ofrece el mismo trato sin que cada uno conozca la decisión del otro jugador, explicándose en la siguiente tabla resumen cada una de las situaciones posibles dependiendo de las estrategias de los jugadores.”

	Jugador A confiesa	Jugador A niega
Jugador B confiesa	6 años para cada jugador.	Jugador A condenado a 10 años y Jugador B libre.
Jugador B niega	Jugador B condenado a 10 años y Jugador A libre.	1 año para cada jugador.

Tabla 2.2: Estrategias del problema del dilema del prisionero.

Como se puede observar, si cada jugador pensase por su propio beneficio individual sin conocer las estrategias de su competidor ambos optarían por confesar ya que si uno confiesa y el otro le delata, el jugador que confiesa sería condenado a 10 años mientras que el que niega quedaría libre. Como ninguno confía en el otro al no saber qué decisión tomara cada uno, los dos optaran por confesar, lo que supone 6 años de cárcel para cada uno. Sin embargo, si ambos supieran el trato que se les ofreció en una primera instancia y se pudieran poner de acuerdo, ambos optarían por negar los hechos que justificarían su arresto con el fin de que su pena se redujera a sólo un año. Este punto es considerado como un equilibrio de Nash ya que, ambos jugadores no optimizarían su estrategia individualmente ya que la mejor opción es quedar libre sin embargo, sería la mejor para todos los participantes del juego.

En este trabajo y tras toda la formulación necesaria, en la fase de experimentación buscaremos los equilibrios de Nash alcanzados por un grupo de generadores que optimizan su operación con estrategias robustas para determinados planteamientos en el mercado, cuyo detalle se muestra en el Capítulo 5.



Capítulo 3

Gestión del proyecto

Se entiende por gestión de proyecto al proceso de planteamiento, ejecución y control de un proyecto, desde su comienzo hasta su conclusión, con el fin de alcanzar el mejor resultado posible en cuanto a coste, plazos y calidad. En los siguientes apartados, se analizarán en detalle estas cuestiones y se incluirá un análisis de los riesgos que pudieran surgir durante la realización del proyecto y cómo hacerles frente.

Este capítulo está planteado tal y como se gestionaría el proyecto en un caso real. Aunque se trata pues de una gestión ficticia, donde algunos conceptos cuyo coste se detalla, en realidad no suponen gasto económico alguno. El objetivo es demostrar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera en cuanto a gestión de proyectos se refiere.

3.1. Plan de trabajo

Antes de acotar el alcance del proyecto y el presupuesto que supone su realización, es necesario identificar las tareas en las que éste se va a dividir para hacer una estimación de su duración y poder llevar a cabo una planificación adecuada de las mismas.

3.1.1. Identificación de Tareas

Una vez avanzada la naturaleza del proyecto, se ha considerado apropiado dividirlo en las siguientes tareas:

- Identificación del problema: esta tarea comienza ante el estado actual del sector energético y del alcance que se pretende tener en el futuro. Para ello, se identifica varias formas de abordar el problema, entender la situación actual de consumidores y productores, etcétera. Por lo tanto esta tarea se divide en dos partes y se extrapola al punto 1.3.1. “PLAN - Planteamiento del problema”:
 - *Estudio preliminar del dominio del problema*: al tratarse de un tema del que no se tiene conocimiento, el equilibrio de productores eléctricos con la optimización robusta, se hizo necesario el análisis de los distintos modelos o estudios ya aplicados al sector eléctrico, como podrían ser los modelos estocásticos con el fin de detectar nuevas formas de encontrar equilibrios en el sector bajo ciertos parámetros con incertidumbre.
 - *Elaboración del plan del proyecto*: tras detectar el problema y plantear una posible solución, es necesario decidir cómo se va a gestionar el tiempo y los recursos disponibles para su realización. Es, por tanto, en esta fase, cuando se detalla la planificación a seguir, las tareas en qué se dividirá el proyecto y cuál será el coste que supondrá su desarrollo completo.
- Desarrollo del problema: corresponde al punto 1.3.2. “DO-Desarrollo del problema”
 - *Implantación del modelo teórico*: una vez planteado el fin del problema y la forma de acometerlo, se desarrolla teóricamente el problema mediante todos los conceptos mencionados anteriormente.
 - *Desarrollo de la aplicación*: implementación del código en GAMS que permita la ejecución del modelo con los objetivos marcados en la definición del problema.

- Estudio exploratorio: desarrollado toda la parte de programación en dicha herramienta, el modelo es explotado bajo diferentes análisis con el objeto de que las soluciones dadas por la misma puedan validar el modelo originado. En correspondencia con el punto 1.3.3. “CHECK - Validación del problema”.
- Verificación de los resultados: consiste en comprobar el buen funcionamiento del programa. En ella, el tutor da por aprobado el modelo y los resultados obtenidos del mismo. En correspondencia con el punto 1.3.4. “ACT - Verificación del problema”.
- Documentación: consiste en la generación del presente documento, incluyendo desde la explicación del proyecto hasta las gráficas que muestren el resultado de la experimentación.

3.1.2. Estimación de Tareas

Una vez definidas las tareas en qué se va a dividir el proyecto, es necesario estimar los días que va a llevar cada una de las tareas y fases, con el fin de permitir hacerse una idea más precisa de la envergadura del proyecto. La duración estimada para cada una de las tareas puede verse detallada en la siguiente tabla:

Fase	Tarea	Tiempo Estimado (días)
Identificación del problema	<i>Estudio preliminar del dominio del problema</i>	21
	<i>Elaboración del plan del proyecto</i>	2
	Total fase: “Identificación del problema”	23 días
Desarrollo del problema	<i>Implantación del modelo teórico</i>	28
	<i>Desarrollo de la aplicación</i>	28
	Total fase: “Desarrollo del problema”	56 días
Exploración de los resultados	<i>Estudio exploratorio</i>	35
	Total fase: “Exploración de los resultados”	35 días
Verificación del modelo	<i>Verificación de los resultados y del modelo</i>	20
	Total fase: “Verificación del modelo”	20 días
Documentación del proyecto	<i>Redacción de la presente memoria</i>	60
	<i>Revisión del ejercicio previo a su publicación</i>	21
	Total fase: “Documentación del proyecto”	81 días

Tabla 3.1: Estimación de la duración de las tareas del proyecto

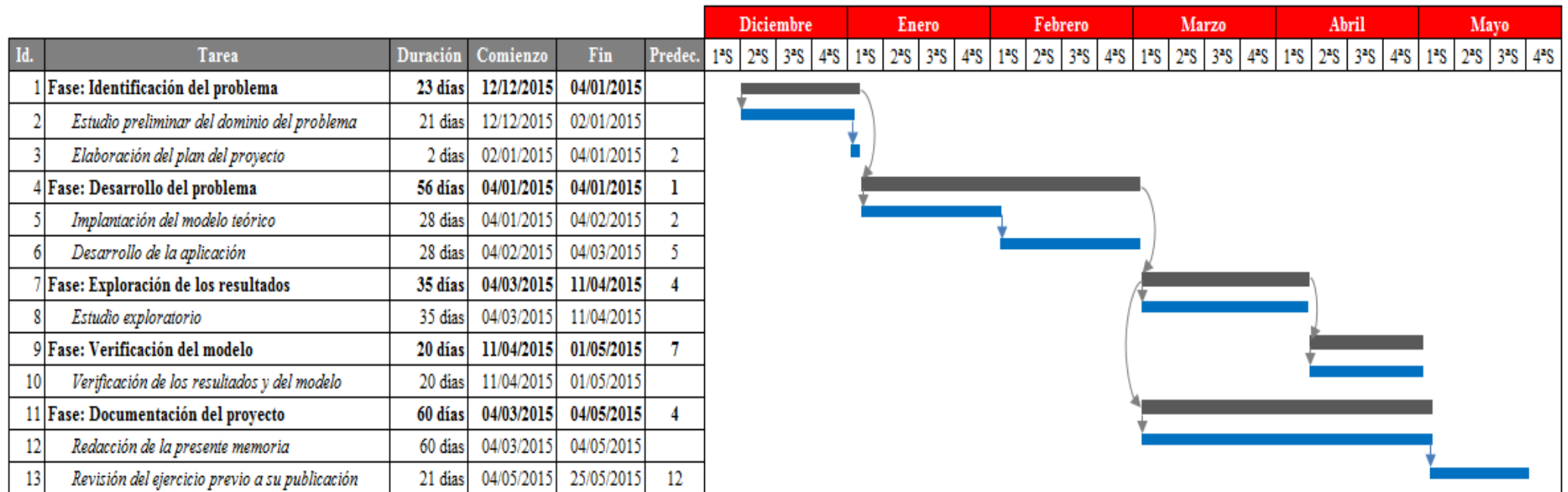


Figura 3.1: Planificación inicial del proyecto

3.2. Alcance del proyecto

En esta sección se van a detallar los costes que supondrán el proceso de análisis y desarrollo del proyecto, desglosándolos en recursos humanos, equipamiento, consumibles, gastos adicionales, etcétera. Para ello, se tendrá en cuenta que el tiempo que durará este proyecto serán unos cinco meses aproximadamente.

3.2.1. Recursos Humanos

En primer lugar, se desglosarán los gastos referentes al personal implicado en la realización de este proyecto, debido a su importancia dentro del desarrollo del mismo. El equipo de trabajo está compuesto por dos miembros, cada uno de ellos con un puesto diferente y un coste por hora dependiente del mismo. Los costes de personal incluyen los honorarios del estudiante en Ingeniería Industrial encargado del desarrollo del proyecto, que en este capítulo adquirirá el rol de Ingeniero, pese a no tener aún el título, y del experto en Estadística, el cual tendrá un rol de asesor.

Para el primer miembro, se estima que los honorarios de un Ingeniero Industrial sin experiencia es de aproximadamente 18 €/hora. Teniendo en cuenta que se espera realizar el proyecto en un tiempo aproximado de cinco meses, a un ritmo de trabajo más o menos constante pero a tiempo parcial, unas cuatro horas de media diarias, se calcula que se invertirán unas 600 horas de trabajo durante dicho período. Por tanto, el coste asociado a dicho concepto ascenderá como término medio a 10.800 euros (diez mil ochocientos euros).

Para el segundo miembro, se estima que los honorarios del experto que asesora al ingeniero desarrollador ascienden a 40€/hora. Se realizarán varias consultas puntuales al mismo y se calcula que, en total, se requerirán unas 60 horas de trabajo por parte de dicho recurso. Por tanto, el coste asociado a este concepto asciende a 2.400 euros (dos mil cuatrocientos euros).

Teniendo en cuenta ambos miembros, el coste total debido a gastos en personal asciende a 13.200 euros (trece mil trescientos doscientos euros).

Concepto	Duración del trabajo	Honorarios	Importe
Ingeniero Industrial sin experiencia	600 horas	18 €/hora	10.800 €
Experto en Estadística	60 horas	40 €/hora	2.400 €
Total	660 horas	n.a.	13.200 €

Tabla 3.2: Estimación de los costes de los recursos humanos necesarios para el proyecto.

3.2.2. Gastos de Hardware

Los gastos de hardware necesarios para el desarrollo de la aplicación incluyen simplemente un ordenador que permita el desarrollo de la aplicación. Dependiendo de la usabilidad a la que se dé el proyecto, se deberá tomar distintas decisiones conforme al hardware a implantar.

Desde el punto de vista puramente académico con el que se ha realizado, no habría ningún impedimento en cuanto a velocidad de procesamiento o memoria interna necesaria para su ejecución, por lo que se ha considerado que la mejor opción sería un ordenador de gama media-alta, cuyo precio por término medio rondaría desde los 500 € hasta los 800 €.

En cambio, si se decide dar una implementación horaria en la que el modelo tomase gran cantidad de datos de competidores y de plantas de producción, se deberá realizar un análisis de cuáles son las verdaderas necesidades técnicas que se presentan en este caso con el fin de tomar la decisión que mejor se adapte a las mismas.

Para calcular el precio que se invertirá en el ordenador para la realización del proyecto, se tendrá en cuenta la amortización del período que se empleará para su desarrollo, ya que al no ser su uso exclusivamente para este fin, no sería correcto considerar todo su importe como gasto del proyecto. Así pues, partiendo de un período de amortización a cuatro años de vida útil y optando por un ordenador portátil cercano a los 650€, se obtendría una amortización mensual de $650\text{€} / 48 \text{ meses} = 13.55 \text{ €/mes}$. Considerando que en el proyecto se invertirán cinco meses, el coste total en este aspecto sería de: $5 \text{ meses-proyecto} * 13.55 \text{ €} = 67.75 \text{ € mes proyecto}$ (sesenta y siete euros con setenta y cinco céntimos).

Concepto	Unidades	€/mes proyecto	Nº meses proyecto	Importe
Ordenador portátil	1	67,75 €/mes	5 meses	338 €
Total	1	67,75 €/mes	5 meses	338 €

Tabla 3.3: Estimación de los costes de hardware necesarios para el proyecto.

3.2.3. Gastos de Software

Son necesarios varios productos *software* para la implementación del proyecto. Aunque la mayoría de ellos tienen perfiles con un software libre que les reemplaza, los cuales han sido utilizados para la implementación del proyecto y por consiguiente no han supuesto ningún coste para ello, siendo estrictamente realistas habría que incluir en los gastos, la compra de las cuatro licencias necesarias: el sistema operativo (Windows 10), el paquete *MS Office*, *MS Project* y la herramienta *GAMS*.

Respecto a esta última herramienta, el precio de compra con un carácter académico tiene un precio de 500 €. Por otra parte, el sistema operativo estaría incluido junto con el ordenador, pues suelen venir instalados cuando se efectúa la compra. Dado que posiblemente se realicen actualizaciones del mismo en el transcurso de estos cuatro años, se puede asumir como un posible precio del mismo su precio actual, cuyo valor ronda los 100 €.

Respecto a las otras dos licencias, tampoco serían necesarias puesto que, como miembro de la Universidad Carlos III de Madrid, éstas serían facilitadas gracias al acceso gratuito de las aulas virtuales y presenciales de la Universidad para su uso. Sin embargo, con el fin de dar un precio aproximado de cuál sería el coste final del proyecto, ambos paquetes (*Ms Office Professional 2010* ($\approx 80.00 \text{ €}$) y *Ms Project 2013 Professional* ($\approx 550.00 \text{ €}$)) tendrían una partida de unos 630 €.

Así pues, los gastos derivados de este punto sumarían un total de 1230.00 € (mil doscientos treinta euros), cuyo desglose quedaría:

Licencia	Unidades	€/unidad	Importe
MS Office	1	80,00 €/unidad	80,00 €
MS Project	1	550,00 €/unidad	550,00 €
Sistema Operativo	1	100,00 €/unidad	100,00 €
GAMS Académico	1	500,00 €/unidad	500,00 €
Total	4	n.a.	1230,00 €

Tabla 3.4: Estimación de los costes de software necesarios para el proyecto.

3.2.4. Otros Gastos

Para elaborar el presupuesto final, también hay que tener en cuenta los gastos asociados con el desarrollo del proyecto, tales como los consumibles y gastos de comunicaciones, que ascienden a un total de 150,00 €(ciento cincuenta euros):

Concepto	Descripción	Importe
Material de papelería	Folios, tinta, ...	15,00 €
Imprenta	Encuadernación e impresión	35,00 €
Gastos de comunicación (conexión a Internet)	Línea ASDL durante 5 meses	100,00 €
Total	n.a.	150,00 €

Tabla 3.5: Estimación de los otros costes necesarios para el proyecto.

Para ser más realistas, en el cálculo del presupuesto final del proyecto se incluyen además otros gastos, detallados a continuación:

- Riesgos: se ha añadido al presupuesto final un 10% extra para hacer frente a los posibles riesgos que pudieran surgir durante el desarrollo del proyecto.
- Beneficios: se ha incrementado el presupuesto en un 10%, que representan los beneficios tras la finalización del proyecto.
- IVA: se ha considerado además, el 18% de IVA reglamentario.

Así, el presupuesto total sin I.V.A del presente proyecto asciende a 17.906,10 €(diecisiete mil novecientos seis euros y diez céntimos de euro). El presupuesto final, incluyendo el I.V.A, y que constituye el total que se deberá pagar por él, asciende a veintiuno mil ciento veinte ocho euros y treinta y ocho céntimos de euro). El desglose completo del presupuesto final puede apreciarse en la siguiente tabla:

Gastos de personal	13200,00 €
Gastos de Hardware	338,00 €
Gastos de Software	1230,00 €
Otros Gastos	150,00 €
TOTAL GASTOS	14.918,00 €
Riesgos (10%)	1.491,80 €
Beneficios (10%)	1.491,80 €
TOTAL SIN IVA	17.906,10 €
IVA (18%)	3.222,28 €
TOTAL CON IVA	21.128,38 €

Tabla 3.6: Desglose total del presupuesto estimado del proyecto.

3.3. Seguimiento de proyecto de fin de carrera

Al emplearse un mes más en la construcción del modelo inicialmente propuesto y realizándose el correspondiente seguimiento de proyecto, a continuación se contempla el presupuesto final que computa esta diferencia de tiempo, así como en un segundo plano la planificación del proyecto surgida.

Los gastos finales del proyecto fueron los mismos en los conceptos de hardware, software y otros gastos. Pero, el retraso en la entrega final del proyecto ha hecho aumentar el gasto de personal. En concreto, se ha retrasado 30 días, aumentando la cuantía de horas en 30 días laborables * 4 horas/día = 120 horas. En consecuencia, se produce un aumento de 2.160 € en gastos de dicha partida. Inicialmente se estimó un precio de 21.128,38 €, finalmente, se ha gastado 23.288,38 €

Gastos de personal	13200,00 €
Gastos de Hardware	338,00 €
Gastos de Software	1230,00 €
Otros Gastos	150,00 €
TOTAL GASTOS	14.918,00 €
Riesgos (10%)	1.491,80 €
Beneficios (10%)	1.491,80 €
TOTAL SIN IVA	17.906,10 €
IVA (18%)	3.222,28 €
TOTAL CON IVA	21.128,38 €

Tabla 3.7: Desglose total del presupuesto final del proyecto.

Aunque se ha intentado cumplir con la planificación inicial, no siempre ha sido posible, como consecuencia de ciertas tareas que han llevado más tiempo del inicialmente previsto. Tal es el caso del tiempo estimado para el desarrollo de la fase de Experimentación, que ha supuesto una dedicación mayor de la planificada, debido, principalmente, a la gran cantidad de pruebas llevadas a cabo y al posterior análisis de las mismas. Como consecuencia de este retraso, el desarrollo de la memoria también se vio afectado y, a su vez, la implementación del código tampoco se libró de un cierto desfase con respecto al tiempo estimado. A pesar de estos contratiempos, el proyecto se ha demorado un par de semanas más tarde de lo que se hubiera deseado.

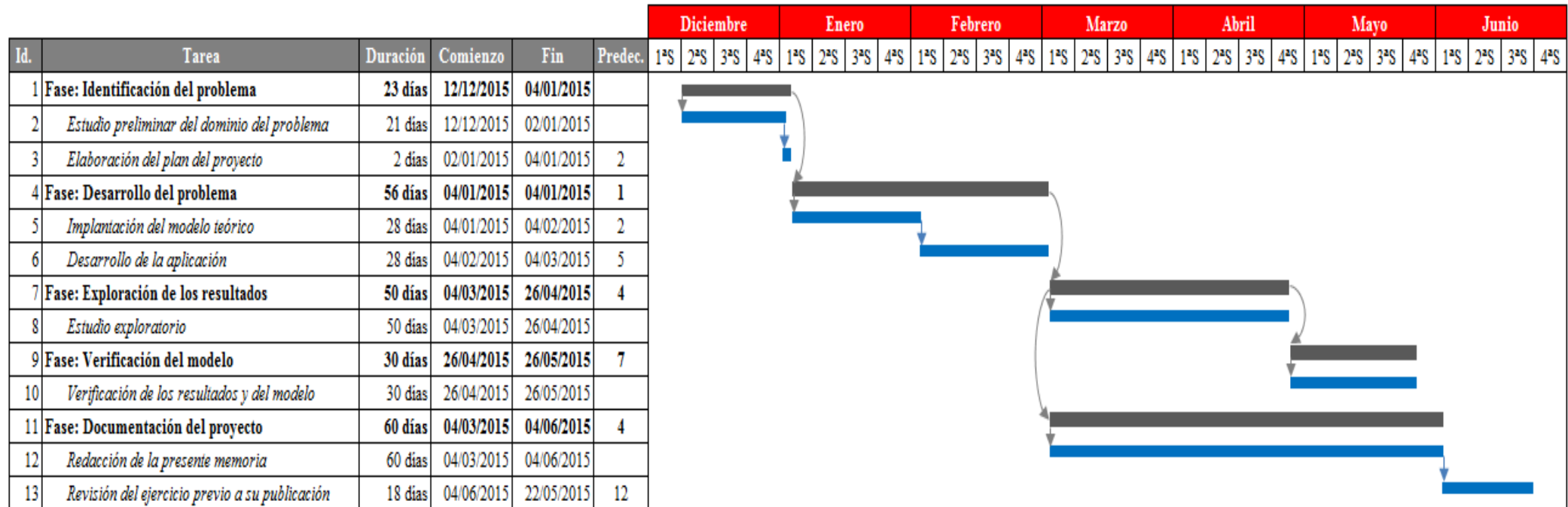


Figura 3.2: Planificación final del proyecto



Capítulo 4

Formulación del modelo

Bajo la nueva aproximación robusta citada en el punto 2.2.2.1.3 y todos los conceptos académicos mencionados entre los puntos 2.2.2-2.2.3, iremos formulando y distinguiendo por etapas en los siguientes puntos del documento, la evolución desde el problema inicial hasta el problema final requerido para la implementación de todos estos puntos citados.

4.1. Formulación del problema inicial.

El problema que vamos a emplear bajo la nueva aproximación de Bertsimas y Sim [1] está centrado en el mercado de la generación eléctrica. En consecuencia, todos los generadores que intervengan en el mercado vendrán designados bajo el índice “i” mientras que las distintas plantas de producción que tengan en su propiedad y puedan llegar a intervenir en el mercado, se designarán bajo el índice “j”.

Aunque conocemos que hay multiplicidad de factores técnicos a tener en cuenta en el mercado, en nuestro modelo sólo aplicaremos una única restricción en cuanto a la máxima producción que podrá generar cada productor en cada planta productiva (q_{ij}). Sin embargo, dicha producción condicionará la función a maximizar: el beneficio de cada generador. Dicho beneficio individual radicara en la diferencia entre el precio que se determine en el mercado (P), en el cual intervienen todos los generadores en su determinación, y los costes de cada generador en su respectiva planta productiva (C_{ij}) multiplicada dicha diferencia por la producción de cada uno de ellos (q_{ij}). En consecuencia, el problema inicial que planteamos sin incorporar incertidumbre en el problema sería:

$$\begin{array}{ll} \text{maximizar:} & P * \sum_j q_{ij} - \sum_j C_{ij} * q_{ij} \\ \text{sujeto a:} & q_{ij} \leq q_{ij}^{max} \\ & q_{ij} \geq 0 \end{array} \quad \left. \begin{array}{l} \forall j \\ \forall j \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Para cada} \\ \text{generador} \end{array}$$

Sin embargo, la finalidad del presente documento es el estudio de la incertidumbre desde una perspectiva robusta, por lo que en la búsqueda de una solución ante este problema de optimización en el que buscamos equilibrios de Nash, incorporaremos incertidumbre en los siguientes parámetros:

- $P_{\text{incierto}} \in [P - \tilde{P}, P + \tilde{P}]$;
- $C_{\text{incierto}} \in [C - \tilde{C}, C + \tilde{C}]$;
- $q_{\text{incierta}}^{max} \in [q_{ij}^{max} - \tilde{q}_{ij}^{max}, q_{ij}^{max} + \tilde{q}_{ij}^{max}]$;

De tal forma, que sustituyendo dichos parámetros inciertos nuestro problema inicial quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{array}{ll} \text{maximizar:} & P_{\text{incierto}} * \sum_j q_{ij} - \sum_j C_{\text{incierto } ij} * q_{ij} \\ \text{sujeto a:} & q_{ij} \leq q_{\text{incierta } ij}^{max} \\ & q_{ij} \geq 0 \end{array} \quad \left. \begin{array}{l} \forall j \\ \forall j \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Para cada} \\ \text{generador} \end{array}$$

Para ver cómo analizar dicha incertidumbre en nuestro problema y cómo desarrollar un modelo que lo permita, haremos uso de la tesis marcada por Bertsimas y Sim [1] como se detalla en el posterior punto 4.3. No obstante, con tal de ir conociendo algunos de los parámetros y variables del problema planteado, en la siguiente tabla resumimos algunos de ellos que ya se han mencionado anteriormente y que son necesarios de entender a la hora de poder aplicar las siguientes metodologías de trabajo que iremos explicando:

Términos:	Significados:	Unidades:
P	Precio al que se alcanza en el mercado	€/ MWh
\tilde{P}	Grado de incertidumbre que damos al precio del mercado	€/ MWh
q_{ij}	Cantidad producida por el generador “i” en la planta “j”	MWh
q_{ij}^{max}	Máxima cantidad de energía eléctrica que puede producir el generador “i” en la planta “j”	MWh
$\overline{q_{ij}^{max}}$	Grado de incertidumbre que damos a la cantidad máxima de producción del generador “i” para su planta “j”.	MWh
C_{ij}	Coste por unidad producida de generador “i” en la planta “j”	€/ MWh
\tilde{C}_{ij}	Grado de incertidumbre que damos a los costes de cada generador	€/ MWh

Tabla 4.1: Glosario de términos del problema inicial sin incorporar la nueva aproximación robusta.

4.2. Reformulación del problema inicial.

Cambiamos la función objetivo de cada generador de tal forma que todas las variables con incertidumbre de la función objetivo del punto 4.1. se posicionen como una restricción más a la que se aplicarán las condiciones de complementariedad y el teorema de la dualidad.

$$\begin{array}{ll}
 \text{maximizar:} & \alpha_i \\
 \text{sujeto a:} & \alpha_i - P_{\text{incierto}} * \sum_j q_{ij} - \sum_j C_{\text{incierto } ij} * q_{ij} \leq 0 \\
 & q_{ij} - (q_{ij}^{max} * \beta_{ij}) \leq 0 \\
 & -q_{ij} \leq 0 \\
 & \beta_{ij} = 1
 \end{array} \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{maximizar:} \\ \text{sujeto a:} \end{array}} \right\} \begin{array}{l} \text{Para cada} \\ \text{generador} \end{array}$$

4.3. Modelo Robusto Resultante.

Siguiendo los pasos explicados en el punto 2.2.2.1.3 (la nueva aproximación robusta planteada por Bertsimas y Sim en [1]) en el que se incorpora el teorema dual y se explica las ventajas que presentaba su utilización y en su aplicación al problema que hemos planteado, obtenemos nuestro problema robusto de optimización sobre el cual aplicaremos toda la fase de experimentación detallada en el Capítulo 5:

$$\begin{array}{ll}
 \text{maximizar:} & (P * \sum_j q_{ij}) - (\sum_j C_{ij} * q_{ij}) - (\Gamma_i^\alpha * z_i^\alpha) - P_i^p - \sum_j P_{ij}^c \\
 \text{sujeto a:} & q_{ij} - q_{ij}^{max} + (\Gamma_{ij}^{max} * z_{ij}^{max}) + P_{ij}^{max} \leq 0 \quad \forall j \\
 & z_i^\alpha + P_i^p \geq (\tilde{P}) * \sum_j q_{ij} \\
 & z_i^\alpha + P_{ij}^c \geq (\tilde{C}_{ij} * q_{ij}) \quad \forall j \\
 & z_i^{max} + P_{ij}^{max} \geq \overline{q_{ij}^{max}} \quad \forall j \\
 & z_i^\alpha \geq 0 \\
 & z_{ij}^{max} \geq 0 \quad \forall j \\
 & P_i^p \geq 0 \\
 & P_{ij}^c \geq 0 \quad \forall j \\
 & P_{ij}^{max} \geq 0 \quad \forall j \\
 & q_{ij} \geq 0 \quad \forall j
 \end{array}$$

siendo las variables de este problema: q_{ij} , P_{ij}^{max} , P_{ij}^c , P_i^p , z_{ij}^{max} y z_i^α donde la herramienta tecnológica que empleemos, nos dará la solución a ellas.

Bajo esta nueva incorporación del trabajo realizado por estos dos autores a nuestro problema, nos desprendemos de nuevos conceptos que hemos usado para la satisfacción y validación del problema robusto planteado. Por ello, en la siguiente tabla, se muestra una breve explicación de los nuevos parámetros y variables incorporadas al problema con el fin de que el lector se familiarice con ellos:

Términos:	Significados:	Unidades:
Γ_i^α	Número de las variables con incertidumbre a las que damos variabilidad no certera para el productor "i" para sus costes y obtención del precio del mercado.	Adimensional
z_i^α	Variable auxiliar 1 del problema.	€
Γ_{ij}^{max}	Grado de variabilidad no certera que damos a cada cantidad máximas de producción del generador "i" en su planta "j".	Adimensional
z_{ij}^{max}	Variable auxiliar 2 del problema.	MWh
P_{ij}^{max}	Grado de incertidumbre que damos al precio del mercado	MWh
P_{ij}^c	Variable dual para la incertidumbre en los costes de producción.	€
P_i^p	Variable dual para la incertidumbre en el precio del mercado.	€

Tabla 4.2: Glosario de términos del modelo generado tras incorporar la nueva aproximación robusta.

4.4. Reformulación del Modelo Robusto Resultante para incorporar las condiciones KKTs.

Para la incorporación de las condiciones de complementariedad KKTs, en primer lugar se ha de convertir nuestro problema de maximización en uno de minimización. Para ello, y como ya se había adelantado dicha necesidad en el punto 2.2.2.2, modificamos las restricciones necesarias y la función objetivo como se muestra a continuación:

4.4.1. Minimización del modelo robusto para incorporar condiciones KKT.

$$\begin{array}{ll}
 \text{minimizar:} & -(P * \sum_j q_{ij}) + (\sum_j C_{ij} * q_{ij}) + (\Gamma_i^\alpha * z_i^\alpha) + P_i^p + \sum_j P_{ij}^c \\
 \text{sujeto a:} & \left. \begin{array}{l}
 q_{ij} - q_{ij}^{max} + (\Gamma_{ij}^{max} * z_{ij}^{max}) + P_{ij}^{max} \leq 0 \\
 -z_i^\alpha - P_i^p + (\tilde{P}) * \sum_j q_{ij} \leq 0 \\
 -z_i^\alpha - P_{ij}^c + (\tilde{C}_{ij} * q_{ij}) \leq 0 \\
 -z_{ij}^{max} - P_{ij}^{max} + \tilde{q}_{ij}^{max} \leq 0 \\
 -z_i^\alpha \leq 0 \\
 -z_{ij}^{max} \leq 0 \\
 -P_i^p \leq 0 \\
 -P_{ij}^c \leq 0 \\
 -P_{ij}^{max} \leq 0 \\
 -q_{ij} \leq 0
 \end{array} \right\} \forall j
 \end{array}$$

Las variables de este problema siguen siendo las mismas que el anterior.

4.4.2. Condiciones KKTs mediante previa función lagrangiana.

Se genera la función lagrangiana sobre la que se calcularán las condiciones KKTs que implica al modelo:

$$\begin{aligned}
 L(q_{ij}, z_i^\alpha, z_{ij}^{max}, P_i^p, P_{ij}^c, P_{ij}^{max}) = & -(P * \sum_j q_{ij}) + (\sum_j C_{ij} * q_{ij}) + (\Gamma_i^\alpha * z_i^\alpha) + P_i^p + \sum_j P_{ij}^c \\
 & + \sum_j [q_{ij} - q_{ij}^{max} + (\Gamma_{ij}^{max} * z_{ij}^{max}) + P_{ij}^{max}] * \gamma_{ij} + \\
 & + (-z_i^\alpha - P_i^p + (\tilde{P}) * \sum_j q_{ij}) * \mu_{ij}^\alpha + \\
 & + \sum_j [-z_i^\alpha - P_{ij}^c + (\tilde{C}_{ij} * q_{ij})] * \mu_{ij}^c + \\
 & + \sum_j [-z_{ij}^{max} - P_{ij}^{max} + \widetilde{q_{ij}^{max}}] * \mu_{ij}^{max} + \\
 & + (-z_i^\alpha) * \lambda_{ij}^{max} + \\
 & + \sum_j (-z_{ij}^{max}) * \lambda_{ij}^{max} + \\
 & + (-P_i^p) * \lambda_i^p + \sum_j (-P_{ij}^c) * \alpha_{ij}^c + \\
 & + \sum_j (-P_{ij}^{max}) * \alpha_{ij}^{max} + \\
 & + \sum_j [-q_{ij}] * \alpha_{ij}^q
 \end{aligned}$$

siendo las condiciones a cumplir sobre esta función:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial L}{\partial q_{ij}} &= 0 & \frac{\partial L}{\partial z_{ij}^{max}} &= 0 & \frac{\partial L}{\partial P_{ij}^{max}} &= 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial z_i^\alpha} &= 0 & \frac{\partial L}{\partial P_i^p} &= 0 & \frac{\partial L}{\partial P_{ij}^c} &= 0
 \end{aligned}$$

de las que se derivan las condiciones KKTs finales a implementar en el problema:

$$\begin{aligned}
 \Gamma_i^\alpha - \lambda_{ij}^{max} - \sum_j \mu_{ij}^c - \mu_{ij}^\alpha &= 0 \\
 (\Gamma_{ij}^{max} * \gamma_{ij}) - \mu_{ij}^{max} - \lambda_{ij}^{max} &= 0 \\
 1 - \mu_{ij}^\alpha - \lambda_i^p &= 0 \\
 1 - \mu_{ij}^c - \alpha_{ij}^c &= 0 \\
 \gamma_{ij} - \mu_{ij}^{max} - \alpha_{ij}^{max} &= 0 \\
 -P + C_{ij} + \gamma_{ij} + ((\tilde{P}) * (\mu_{ij}^\alpha)) + ((\tilde{C}_{ij}) * (\mu_{ij}^c)) - \alpha_{ij}^q &= 0
 \end{aligned}$$

4.4.3. Condiciones de complementariedad KKTs.

A las condiciones KKT anteriores, hay que añadir las condiciones de complementariedad. Con el solucionador “PATH” de GAMS, dichas condiciones quedan automáticamente definidas, sin embargo para el modelo teórico del problema se incluye su formulación como se indica abajo:

$$\begin{aligned}
 0 &\leq -q_{ij} + q_{ij}^{max} - (\Gamma_{ij}^{max} * z_{ij}^{max}) - P_{ij}^{max} \perp \gamma_{ij} \geq 0 \\
 0 &\leq z_i^\alpha + P_i^p - (\tilde{P}) * \sum_j q_{ij} \perp \mu_{ij}^\alpha \geq 0 \\
 0 &\leq z_i^\alpha + P_{ij}^c - (\tilde{C}_{ij} * q_{ij}) \perp \mu_{ij}^c \geq 0 \\
 0 &\leq z_i^{max} + P_{ij}^{max} - \widehat{q_{ij}^{max}} \perp \mu_{ij}^{max} \geq 0 \\
 0 &\leq z_i^\alpha \perp \lambda_i^\alpha \geq 0 \\
 0 &\leq z_{ij}^{max} \perp \lambda_{ij}^{max} \geq 0 \\
 0 &\leq P_i^p \perp \lambda_i^p \geq 0 \\
 0 &\leq P_{ij}^c \perp \alpha_{ij}^c \geq 0 \\
 0 &\leq P_{ij}^{max} \perp \alpha_{ij}^{max} \geq 0 \\
 0 &\leq q_{ij} \perp \alpha_{ij}^q \geq 0
 \end{aligned}$$

$$\text{donde } 0 \leq "a" \perp "b" \geq 0 \quad \text{implica} \quad \begin{cases} "a" \geq 0 \\ "b" \geq 0 \\ "a" * "b" = 0 \end{cases}$$

Por último, con el fin de poner en un contexto general al lector del modelo planteado, hay que dejar claro que el equilibrio del problema se resolverá mediante la solución conjunta de las KKT asociadas a todos los generadores. Cabe destacar, que el precio vendrá determinado tanto por las ecuaciones del modelo como por la ecuación de la demanda del mercado, que nos liga las producciones individuales con el valor nominal del precio que se fijará en el mercado. Dicha ecuación se define como:

$$P = \psi - \phi * \sum_i \sum_j q_{ij}$$

donde

- P: es el precio ya definido en la tabla 4.1.(€)
- ψ : es la constante de la ecuación de la demanda.(€)
- ϕ : es la pendiente de la ecuación de la demanda.(€/MWh)
- q_{ij} : es la cantidad producida por el generador “i” en la planta “j”. (MWh)

En la figura 2.7., también se tienen un mayor detalle de lo recientemente expuesto.

4.5. Herramienta tecnológica: GAMS

Una vez introducido todo el contenido teórico del modelo, debemos implementarlo en GAMS para poder comprobar y validar que el modelo es correcto. El código completo se presenta desglosado en las siguientes figuras.

```
***** DECLARACIÓN DE OPCIONES DE GAMS *****
$OFFSYMREF
$OFFSYMLIST

option limrow=0;
option limcol=0;
option solprint=on;
option sysout=off;

option LP=CPLEX
option MIP=CPLEX;
option NLP=CONOPT;
option MINLP=DICOPT;
option OPTCR=0;
option MCP=PATH;
```

Figura 4.1: Declaración de las opciones tomadas para los solucionadores de GAMS.

```
***** DECLARACIÓN DE SETS *****
* Los Sets son los parámetros que definen el problema en cuanto a productores*
*y plantas de producción*

Sets
i generador eléctrico de un determinado mercado /i1,i2,...i(n)/
j planta de producción perteneciente a un determinado generador eléctrico /j1,j2,...j(m)/
iter número de iteraciones que se quieren realizar sobre un mismo análisis /1,2,...h/
```

Figura 4.2: Declaración de los parámetros que definen el modelo.

```
***** DECLARACIÓN DE CONSTANTES *****
Scalar
null valor nulo /0/
constante constante de la curva de oferta del mercado /45/
pendiente pendiente de la curva de oferta del mercado /0.03/
iteropcion1/1/
iteropcion2/2/
...
iteropcion"n"/n/;
```

Figura 4.3: Declaración de las constantes del modelo.

```

*****  DECLARACIÓN DE PARÁMETROS DE ENTRADA  *****

Table qmax(i,j)  máxima cantidad de energía eléctrica que puede producir el generador "i"
                  en la planta "j"
                j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;

Table qmax2(i,j)  grado de incertidumbre que damos a la cantidad máxima de producción del
                  generador "i" para su planta "j".
                j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;

Table gamma(i)   número de las variables con incertidumbre a las que damos variabilidad no
                  certera para el productor "i" para sus costes y obtención del precio del
                  mercado.
i1  ...  x1
...
in  ...  xn;

Table gamma2(i,j)  grado de variabilidad no certera que damos a cada cantidad máximas de
                  producción del generador "i" en su planta "j" .
                j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;

Table coste(i,j)  coste por unidad producida de generador "i" en la planta "j"
                j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;

Table coste2(i,j)  grado de incertidumbre que damos a los costes de cada generador
                j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;

Parameter P2 incertidumbre en el precio de casación del mercado /xxx/;

```

Figura 4.4: Declaración de las variables de entrada de nuestro modelo.

```

***** DECLARACIÓN DE VARIABLES A RESOLVER *****
Variables
q(i,j)      cantidad producida por el generador "i" en la planta "j"
z(i)        Variable auxiliar 1 del problema.
zmax(i,j)   Variable auxiliar 2 del problema.
Pprecio(i)  variable dual para la incertidumbre en el precio del mercado
Pcoste(i,j) variable dual para la incertidumbre en los costes de producción
Pmax(i,j)   grado de incertidumbre que damos al precio del mercado
beneficio   mejor solución posible bajo las condiciones y el modelo impuesto
precio      precio del mercado
beneficio(i) beneficios de cada productor
beneficiosocial beneficio social del mercado
contador    contador para realizar las distintas iteraciones sobre los análisis;

```

Figura 4.5: Declaración de las variables calculadas en nuestro modelo.

```

***** DECLARACIÓN DE VARIABLES POSITIVAS DE LAS CONDICIONES KKTs *****
Positive variables
mu1(i,j)    variable para kkt de la restricción: instalación
mu2(i)       variable para kkt de la restricción: dual1
mu3(i,j)     variable para kkt de la restricción: dual2
mu4(i,j)     variable para kkt de la restricción: dual3
lambda1(i)   variable para kkt de la variable: z(i)
lambda2(i,j) variable para kkt de la variable: zmax(i,j)
lambda3(i)   variable para kkt de la variable: Pprecio(i)
alfa1(i,j)   variable para kkt de la variable: Pcoste(i,j)
alfa2(i,j)   variable para kkt de la variable: Pmax(i,j)
alfa3(i,j)   variable para kkt de la variable: q(i,j);

```

Figura 4.6: Declaración de las variables que marcan las condiciones KKTs en nuestro modelo.

```

***** DECLARACIÓN DE LAS ECUACIONES DEL MODELO *****
Equations
instalación restricción que no sobrepase la instalación de cada generador

restricdual1 restricciones de no negatividad
restricdual2 restricciones duales 2
restricdual3 restricciones duales 3

otrasrestric1 restricciones no negativa 6
otrasrestric2 restricciones no negativa 7
otrasrestric3 restricciones no negativa 8
otrasrestric4 restricciones no negativa 9
otrasrestric5 restricciones no negativa 10
otrasrestric6 restricciones no negativa 11

condicionkkt1 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: z(i)
condicionkkt2 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: zmax(i,j)
condicionkkt3 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: Pprecio(i)
condicionkkt4 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: Pcoste(i,j)
condicionkkt5 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: Pmax(i,j)
condicionkkt6 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: q(i,j)

condicionmercado condición del mercado para el análisis del proyecto
beneficios restricción para el cálculo del beneficio de cada productor
benefsocial beneficio social del mercado: productores + distribuidores;

```

Figura 4.7: Declaración de las ecuaciones del modelo.

```

***** ECUACIONES Y RESTRICCIONES DEL MODELO *****
condicionmercado.. precio=e= constante - pendiente*sum((i,j),q(i,j));
beneficios(i).. beneficio(i)=e= precio*sum((j),q(i,j)) - sum((j),coste(i,j)*q(i,j));
benefsocial.. beneficiosocial=e= ((constante - precio)*sum((i,j),q(i,j)))/2 +
sum(i,beneficio(i));

instalación(i,j).. -q(i,j) + qmax(i,j) - gamma2(i,j)*zmax(i,j) - Pmax(i,j)=g=null;
restricdual1(i).. -z(i) - Pprecio(i) + sum((j),q(i,j))*P2=g=null;
restricdual2(i,j).. -z(i) - Pcoste(i,j) + coste2(i,j)*q(i,j)=g=null;
restricdual3(i,j).. -zmax(i,j) - Pmax(i,j) + qmax2(i,j)=g=null;

otrasrestric1(i).. z(i)=g=null;
otrasrestric2(i,j).. zmax(i,j)=g=null;
otrasrestric3(i).. Pprecio(i)=g=null;
otrasrestric4(i,j).. Pcoste(i,j)=g=null;
otrasrestric5(i,j).. Pmax(i,j)=g=null;
otrasrestric6(i,j).. q(i,j)=g=null;

```

Figura 4.8: Declaración de las ecuaciones y restricciones del modelo.

```

***** DECLARACIÓN DE LAS CONDICIONES DE COMPLEMENTARIEDAD KKTs *****
condicionkkt1(i).. gamma(i) - mu2(i) - sum(j,mu3(i,j)) - lambda1(i) =e= 0;
condicionkkt2(i,j).. gamma2(i,j)*mu1(i,j) - mu4(i,j) - lambda2(i,j) =e= 0;
condicionkkt3(i).. 1 - mu2(i) - lambda3(i) =e= 0;
condicionkkt4(i,j).. 1 - mu3(i,j) - alfa1(i,j) =e= 0;
condicionkkt5(i,j).. mu1(i,j) - mu4(i,j) - alfa2(i,j) =e= 0;
condicionkkt6(i,j).. -(precio) +coste(i,j) + mu1(i,j) + P2*mu2(i) + coste2(i,j)*mu3(i,j) -
alfa3(i,j)=e=0;

```

Figura 4.9: Declaración de las restricciones que complementan las condiciones KKTs del modelo.

```

***** IMPOSICIÓN DE LAS CONDICIONES DE COMPLEMENTARIEDAD KKTs *****
*se imponen las condiciones de complementariedad

Model pfc
/instalacion.mu1,restriCDual1.mu2,restriCDual2.mu3,restriCDual3.mu4,otrasrestric6.lambda1,o
trasrestric7.lambda2,otrasrestric8.lambda3,otrasrestric9.alfa1,otrasrestric10.alfa2,otrasrestric
11.alfa3,condicionkkt1,condicionkkt2,condicionkkt3,condicionkkt4,condicionkkt5,condicionkkt
6,condicionmercado,beneficios,benefsocial;/

***** EJECUCIÓN DEL SOFTWARE EN BÚSQUEDA DE LA MEJOR SOLUCIÓN *****
contador.l=0;
loop(iter,
contador.l=contador.l+1;
*****
*SE INCORPORAN LAS CONDICIONES QUE SE QUIEREN REPLICAR EN EL ANÁLISIS
*****

** MEJOR SOLUCIÓN ENCONTRADA POR EL SOFTWARE BAJO EL MODELO IMPLANTADO **
Solve pfc using MCP;

```

Figura 4.10: Imposición de las condiciones KKTs del modelo.

```

**** SALIDA POR PANTALLA Y/O OUTPUT EXTERNO CON LAS VARIABLES DECLARADAS ****

Display q.l,beneficio.l,gamma, .....;
if (contador.leq iteropcion1, execute_unload "1robusto01.gdx" q.l, beneficio.l,gamma,.....;
execute 'gdxxrw.exe 1robusto01.gdx var=q.L';
....
execute 'gdxxrw.exe 1robusto01.gdx var=beneficio.L rng=NewSheet!a1:i4';

.....

if (contador.leq iteropcion"N", execute_unload "1robusto"N".gdx" q.l, beneficio.l,gamma,.....;
execute 'gdxxrw.exe 1robusto"N".gdx var=q.L';
....
execute 'gdxxrw.exe 1robusto"N".gdx var=beneficio.L rng=NewSheet!a1:i4';
);

```

Figura 4.11: Salida por pantalla y output externo con las variables que se declaren.



Capítulo 5

Experimentación

Tras todo el desarrollo implantado sobre la herramienta GAMS para originar este método de estudio, se hace necesario afrontar la siguiente fase del análisis del mismo. En consecuencia y con el fin de estudiar las propiedades del equilibrio del mercado resultante, plantaremos el mismo nivel de detalle para todo el análisis en cuanto a:

- Niveles totales de producción de cada generador.
- Beneficios individuales de cada generador.
- Beneficio total del mercado.
- Cantidad total producida en el mercado.
- Precio del mercado.
- Otras variables que pudieran contribuir al análisis.

Adicional a ello y previo a la experimentación del problema planteado, aclarar que hemos supuesto los siguientes niveles en cuanto al rango de competencia de generadores y sus respectivas plantas productivas, así como de los parámetros con incertidumbre en costes (Γ_i^α) y en cantidades máximas de producción (Γ_{ij}^{max}) en:

	Nº Competidores	Nº Plantas Producción	Incert. en costes (Γ_i^α)	Incert. en cant. máx. (Γ_{ij}^{max})
Nivel Nulo	1	1	Se aplica conforme al nº competidores aprox:	0,00 %
Nivel Bajo	1 - 3	1 - 3	– Nulo: 0,0% nº competidores.	0,00 % – 0,20 %
Nivel Medio	4 – 8	3 – 8	– Bajo: 0,0% - 33,3% nº competidores.	0,21 % – 0,60 %
Nivel Alto	> 8	> 8	– Medio: 33,3% - 70,0% nº competidores.	0,61 % – 1,00 %
			– Alto: 70,0% – máx. nº competidores.	

Tabla 5.1: Descripción de los niveles dados para los parámetros de la experimentación.

El reparto de los niveles para el número de competidores se ha efectuado de esta manera ya que actualmente, los tres grandes competidores del mercado eléctrico suponen más del 60% de la cuota de mercado. De ahí que hasta ese número de competidores, se considere un nivel bajo. En cambio y debido a que sólo una pequeña minoría es capaz de tener una cuota de mercado suficientemente equiparable en comparación con los líderes del mercado, suponemos un nivel medio para las 8 primeras empresas del mercado, siendo por último un nivel alto cuando se realice un análisis mayor a este número de competidores.

En cuanto al número de plantas que puedan llegar a producir en cada uno de los generadores, se ha considerado que con el objeto de no complicar el análisis, sería conveniente que redujéramos su número en comparativa con la realidad. Para un nivel bajo, el número de plantas se ha supuesto que fuese inferior a 3 pero, realizando una repartición aproximada a la realidad, el número de plantas para este nivel sería aproximadamente de hasta 10 plantas. Desde las 3 hasta las 8 plantas, se ha considerado como un nivel medio sin embargo, en la realidad estaríamos hablando desde unas 10 hasta unas 20-30 plantas de producción hábiles. Y por último, para un nivel alto, en el que en nuestro análisis hemos considerado que serían más de 8 plantas, en la realidad hablaríamos del entorno de 30 plantas en adelante produciendo a la vez.

La repartición de la incertidumbre de los costes se ha realizado conforme al número de competidores, ajustándose el nivel bajo hasta máximo un tercio de los participantes en el mercado, el nivel medio desde un tercio hasta dos tercios aproximadamente de los mismos y finalmente un nivel alto, desde los dos tercios hasta la totalidad del número de competidores del análisis. Con ello, se busca un reparto equitativo en los casos de estudio para el análisis posterior de los cuatro niveles.

Por último, en la estimación de los niveles para la incertidumbre de las cantidades máximas de producción, al ser el modelo más reactivo frente a los costes que a las cantidades máximas, se decidió afrontar un nivel bajo desde 0% hasta 20% de probabilidad con el objeto de identificar claramente dicho nivel y, aumentar el nivel medio desde 20% hasta 60% al no llegarse a apreciar grandes variaciones. Por último, el nivel alto será definido desde 60% hasta 100% prob.

Con el fin de que el propio documento y estudio nos vaya guiando y conociendo con mayor nivel de detalle la adecuación y aprobación del modelo implantado, supondremos tres puntos clave sobre los que nos guiaremos y en los que sobre cada uno de ellos se mostraran adicionalmente ciertos análisis donde se incluyen los datos iniciales tomados para su experimentación y gráficos que verifiquen su comportamiento. Para ello, por norma general, se realizarán 10 simulaciones variando cada parámetro de interés.

Adicionalmente a ello comentar que, nuestro modelo del sistema eléctrico es muy estilizado debido a que se ha sacrificado una modelización más realista a costa de poder analizar computacionalmente los resultados del mercado. A pesar de esta simplificación, de la que somos conscientes, se han intentado calibrar los distintos parámetros del modelo para obtener resultados del mercado (precios y costes) que se asemejen lo más posible a los del sistema español.

Nota 1: A su vez, mientras no se mencione lo contrario, con el mismo fin de poder ofrecer unos resultados que permitan explicar la aplicabilidad de este modelo, se escogen generadores que representen un perfil medio-genérico de todas las centrales que intervienen en el mercado tanto para el módulo 5.1., el módulo 5.2 y el módulo 5.3 (a excepción del generador eólico que se incluye en este análisis). Es decir, los valores iniciales asociados en cuanto a costes y capacidades máximas de producción a este tipo de generadores, no se corresponden ni con, por ejemplo, perfiles con grandes costes y potencias instaladas, como podrían ser las centrales de carbón ni, tan baratas y con menores capacidades productivas como por ejemplo serían las centrales eólicas sino que, vendrían a reflejar un generador medio del sistema que mediaría sobre estos dos extremos recién citados.

Adicionalmente y complementarios a estos tres módulos principales, en el Capítulo 8 en la sección 8.3. se describe un cuarto análisis en donde se incorpora una central de carbón en el modelo robusto. Con todos ellos, creemos que es material suficiente para justificar la validación del modelo aun sabiendo sus ciertas limitaciones y amplitud de posibilidades de exploración que pudiera llegar a presentar.

A continuación, se detallan los tres módulos principales de explicación que se presentan en este proyecto y sus respectivos análisis que se realizan sobre ellos:

5.1. MODELO DETERMINISTA: nos permitirá tener una primera toma de contacto con el modelo al no incorporar incertidumbre y, nos ayudará a entender el propósito del mismo.

5.1.1. Modelo Determinista aplicado a un sólo productor con nivel bajo de plantas de producción: los parámetros de entrada no están afectados por la incertidumbre. Los factores para este estudio son los siguientes:

- Influencia de las cantidades máx. de producción de cada productor (q_{ij}^{\max}).
- Influencia de los costes de producción de cada productor (C_{ij}).
- Influencia de la pendiente de la curva de la demanda (ϕ).
- Influencia de la constante de la curva de la demanda (ψ).

5.1.2. Modelo Determinista aplicado a varios productores con nivel bajo de plantas productivas: los parámetros de entrada tampoco son afectados por la incertidumbre sin embargo, se introducen una serie de competidores. Los factores para este estudio son los siguientes:

- Influencia de las cantidades máx. de producción de cada productor (q_{ij}^{\max}).
- Influencia de los costes de producción de cada productor (C_{ij}).
- Influencia de la pendiente de la curva de la demanda (ϕ).
- Influencia de la constante de la curva de la demanda (ψ).

5.2. MODELO ROBUSTO – COMPETENCIA: en este estudio, incorporamos la variabilidad de la incertidumbre en los diferentes factores del modelo bajo determinadas características que se detallarán sobre los siguientes puntos.

5.2.1 Modelo Robusto para un nivel nulo de competencia y bajo de número de plantas:

- a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.
- b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.
- c. Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.
- d. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

5.2.2 Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y bajo de número de plantas:

- a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.
- b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.
- c. Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.
- d. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

5.2.3 Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y medio de plantas:

- a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.
- b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.
- c. Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.
- d. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

5.3. MODELO ROBUSTO – GENERADOR EÓLICO: en este caso, partimos del estudio anterior, sin embargo cambiamos las características en cuanto a costes y cantidades máximas de producción de las plantas del tercer competidor, asignándole valores que describen a un competidor eólico como posteriormente se observará en sus análisis.

5.3.1 Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y bajo de plantas productivas:

- a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.
- b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda e incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

5.3.2 Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y medio de plantas productivas:

- a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.
- b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda e incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

5.1. MODELO DETERMINISTA: nos permitirá tener una primera toma de contacto con el modelo al no incorporar incertidumbre y nos ayudará a entender el propósito del mismo.

5.1.1. Modelo Determinista aplicado a un sólo productor (nivel nulo de competencia) con nivel bajo de plantas de producción: los parámetros de entrada no están afectados por la incertidumbre. Se escoge a un único productor del modelo para asegurarnos que el precio y la cantidad producida es la idónea en la situación que se describa. Los factores para este estudio son los siguientes donde como ya comentamos, las centrales se caracterizan por tener un perfil medio de las habituales que operan en el mercado (Nota 1):

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	44	45

$C_{ij}(\€/MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	46	53

Tabla 5.2: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.1.1.

a. Influencia de las cantidades máx. de producción de cada productor (Q_{ij}^{max}).

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.2. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(\€)$	45,00
$\phi(\€/MWh)$	0,003
$\tilde{P}(\€)$	0,000
$\Gamma_{ij}^{max}(adim.)$	0,000

$\tilde{C}_i(\€/MWh)$	0,000
$\tilde{q}_{ij}^{max}(MWh)$	0,000
$\Gamma_i^{\alpha}(adim.)$	0,000
$Q_{ij}^{max}(MWh)$	± 5 el valor de Q_{ij}^{max} nominal

Tabla 5.3: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.a)

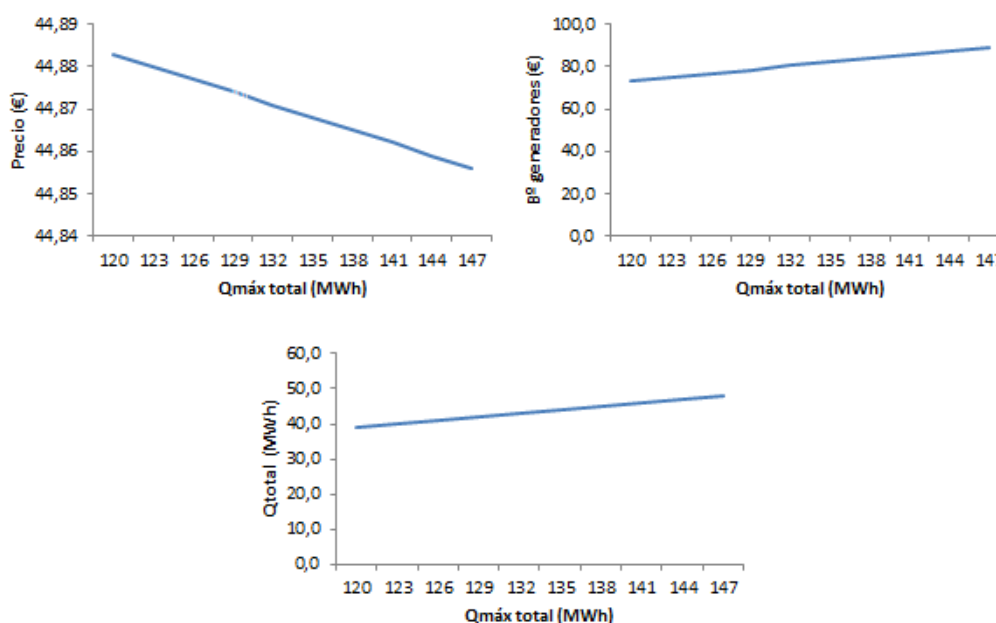


Figura 5.1: Influencia de las cantidades máximas en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas.

Para un solo productor al ser el único participante en el mercado, si aumentamos la capacidad máxima de producción, podremos producir mayor cantidad de energía y por tanto, abarataremos el precio del mercado con el fin de generar mayor beneficio como se observa en la anterior gráfica.

b. Influencia de los costes de producción de cada productor (C_{ij}).

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.2. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\bar{C}_n (€/MWh)	0,000
φ (€/MWh)	0,003	\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	0,000
\bar{P} (€)	0,000	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000	C_{ij} (€/MWh)	± 5 el valor de C_{ij} nominal

Tabla 5.4: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.b)

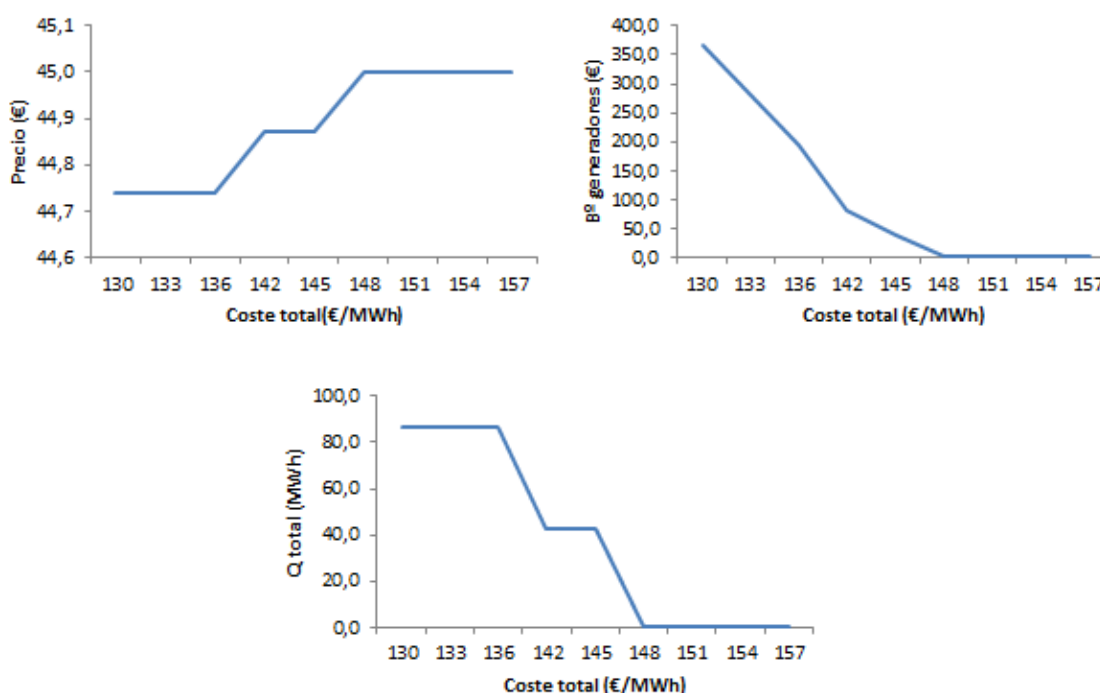


Figura 5.2: Influencia de los costes de producción en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas.

A diferencia del caso anterior, a medida que aumentamos los costes de producción y al haber un único competidor en el mercado sin incertidumbre en ninguno de sus parámetros, el generador produce menor cantidad al tener que maximizar sus beneficios. De ahí, que el precio aumente y los beneficios del generador disminuyan exponencialmente.

c. Influencia de la pendiente de la curva de la demanda (φ).

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.2. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\bar{C}_n (€/MWh)	0,000
φ (€/MWh)	0,103 (de 0,001 en 0,001)	\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	0,000
\bar{P} (€)	0,000	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000		

Tabla 5.5: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.c)

Si hacemos que la pendiente de la curva de la demanda sea negativa progresivamente en cada iteración, estaremos penalizando a la generación, lo que se traduce en un descenso de la cantidad producida del generador, así como del precio del mercado. A partir de cierto punto, los generadores producen sin conseguir ningún beneficio, exclusivamente para satisfacer la demanda de los consumidores pero sin llegar a tener ganancias en su actividad.

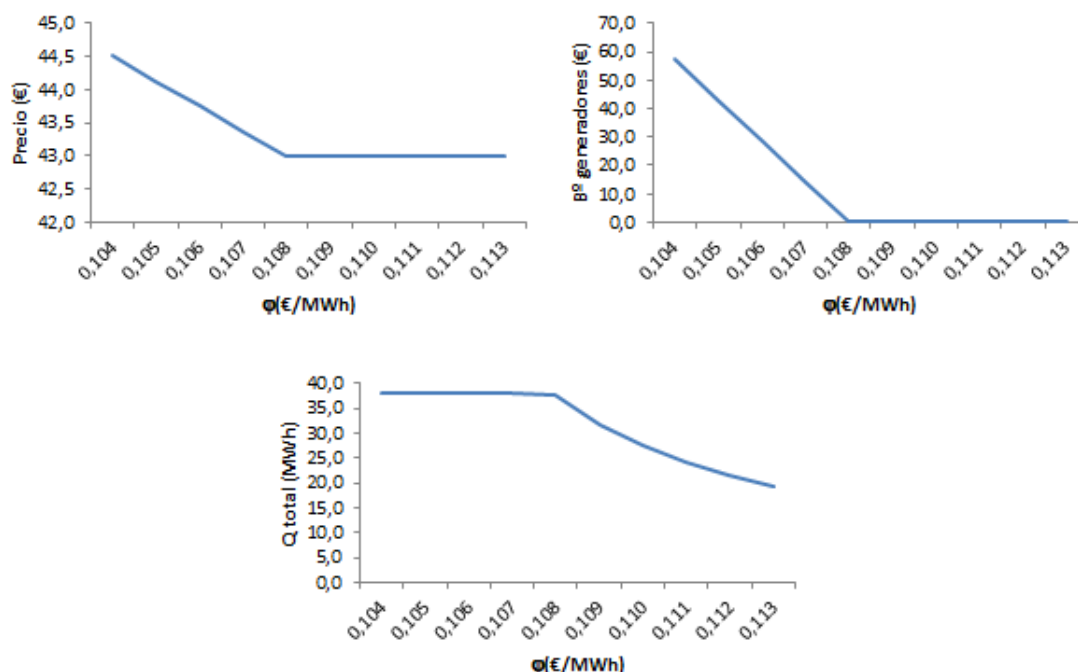


Figura 5.3: Influencia de la pendiente de la curva de la demanda en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas.

d. Influencia de la constante de la curva de la demanda (ψ).

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.2. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	20 (de 5 en 5)	\widehat{C}_g (€/MWh)	0,000
ϕ (€/MWh)	0,003	\widehat{q}_{ij}^{max} (MWh)	0,000
\tilde{P} (€)	0,000	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000		

Tabla 5.6: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.1.d)

Inicialmente, los costes del generador son mayores que el mínimo que el mercado puede ofrecerle sin tener que producir una mínima cantidad, de ahí que según aumentamos la constante de la curva de la demanda, el generador comience a producir hasta llegar a su cantidad máxima de producción. En consecuencia, el beneficio aumenta notablemente como se puede observar a partir de dicho punto, como lo hace también el precio pero de forma progresiva conforme aumentamos la constante.

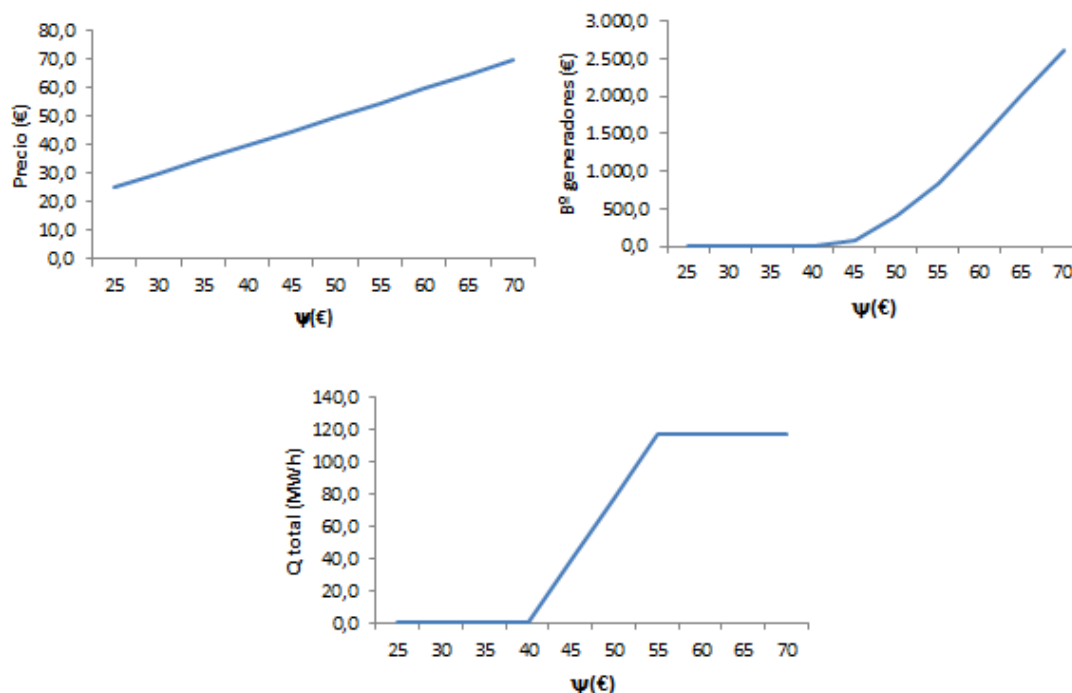


Figura 5.4: Influencia de la constante de la curva de la demanda en el modelo determinista para un sólo productor y un nivel bajo de plantas.

5.1.2. Modelo Determinista aplicado a varios productores con nivel bajo de plantas productivas: los parámetros de entrada tampoco son afectados por la incertidumbre, sin embargo se introducen una serie de competidores al mercado. Los factores para este estudio son los siguientes donde como ya comentamos, las centrales se caracterizan por tener un perfil medio de las habituales que operan en el mercado (Nota 1):

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	44	45
Generador 2	38	41	41
Generador 3	39	40	34

$C_{ij}(\text{€/MWh})$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	46	53
Generador 2	41	45	56
Generador 3	44	40	45

Tabla 5.7: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.1.2.

a. Influencia de las cantidades máximas de producción de cada productor. (Q_{ij}^{max}).

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.7. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(\text{€})$	45,00
$\varphi(\text{€/MWh})$	0,003
$\tilde{P}(\text{€})$	0,000
$\Gamma_{ij}^{max}(\text{adim.})$	0,000

$\tilde{C}_\mu(\text{€/MWh})$	0,000
$\hat{q}_{ij}^{max}(MWh)$	0,000
$\Gamma_i^\alpha(\text{adim.})$	0,000
$Q_{ij}^{max}(MWh)$	± 5 el valor de Q_{ij}^{max} nominal

Tabla 5.8: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.a)

Las cantidades máximas de producción de cada generador hacen que a medida que se tenga una mayor flexibilidad en cuanto a las cantidades a producir, el mercado se haga más competitivo y por ende, la cantidad producida y los beneficios de cada uno de sus intervinientes sean mayores gracias a la reducción en el precio del mercado a causa de la competitividad en el mercado y del dicho aumento progresivo de la cantidad máxima de producción.

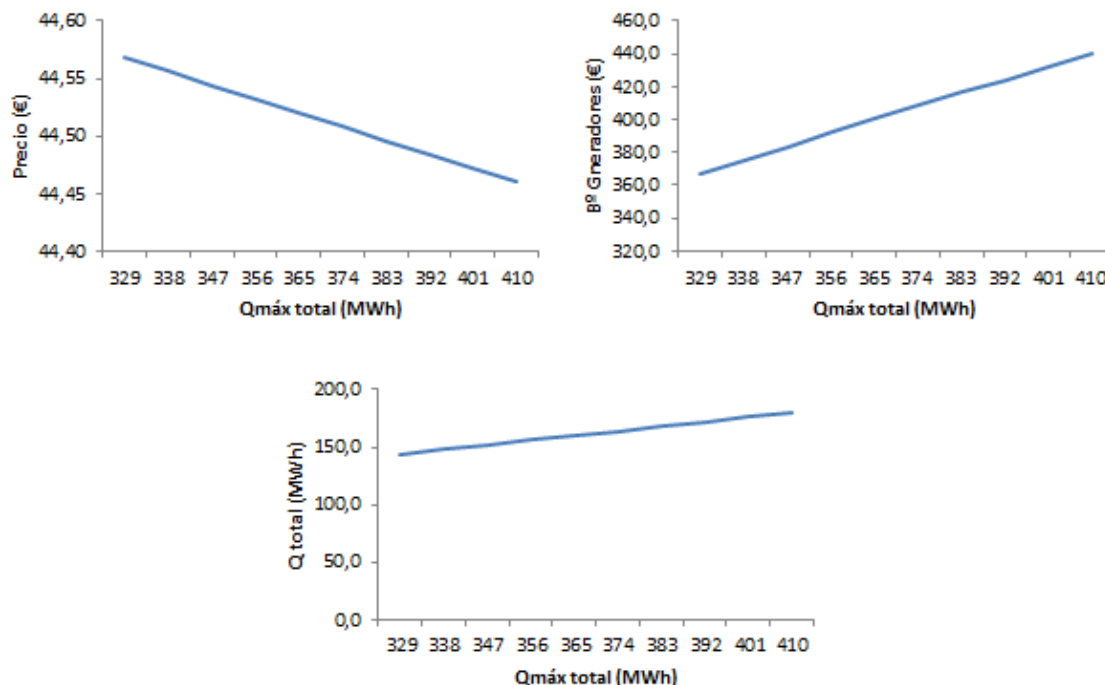


Figura 5.5: Influencia de las cantidades máximas de producción en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.

Como se observa en el siguiente gráfico individualizado para cada generador, el beneficio y la cantidad producida de cada uno de ellos es mayor a medida que se aumenta los valores de sus cantidades máximas de producción como ya preveíamos. Sin embargo, se observa como el generador 3 lo hace con una inclinación mayor al tratarse del líder del mercado en esta iteración.

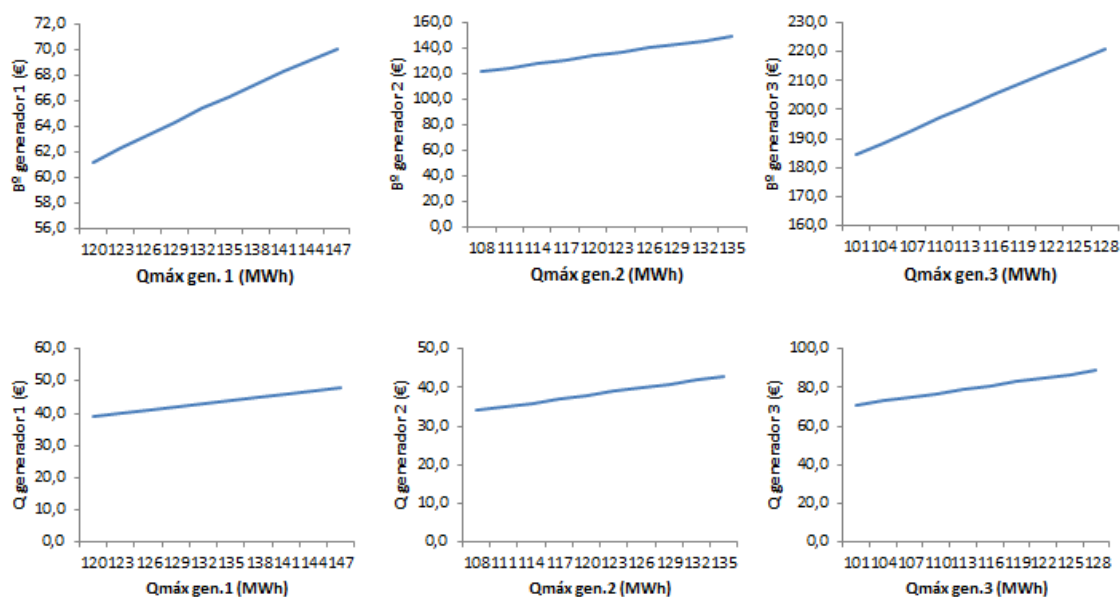


Figura 5.6: Influencia de las cantidades máximas de producción en el modelo determinista en el beneficio y cantidad de los productores individualmente.

b. Influencia de los costes de producción de cada productor.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.7. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\tilde{C}_j (€/MWh)	0,000
φ (€/MWh)	0,003	q_{ij}^{max} (MWh)	0,000
\tilde{P} (€)	0,000	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000	C_{ij} (€/MWh)	± 5 el valor de C_{ij} nominal

Tabla 5.9: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.b)

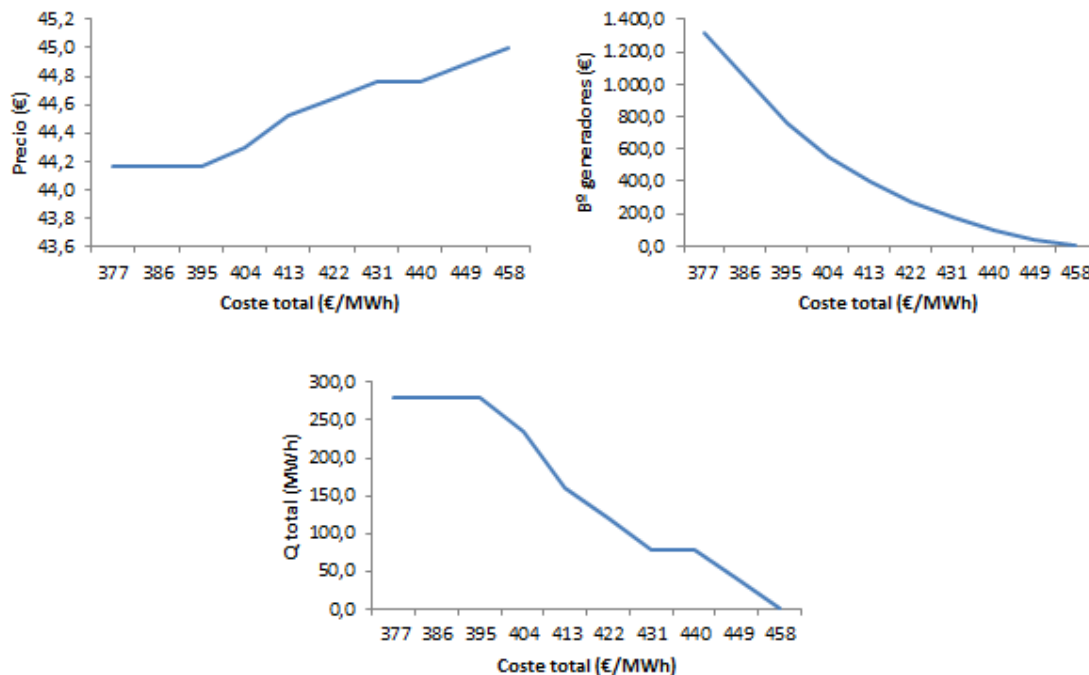


Figura 5.7: Influencia de los costes de producción en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.

La influencia de los costes de producción es otro de los factores que afectan al mercado puesto que, un aumento como el que se plantea, se traduce en un descenso notable de los beneficios y de la cantidad total producida. Esta situación se debe a que el precio del mercado al tener los generadores que maximizar su beneficio, se fijará al mayor valor posible al tratar de producirse lo máximo posible en cada estallido del mercado que se presente.

Individualmente, todos descienden en su beneficio en determinados puntos que dependen de su competitividad, su ecuación de costes y del mercado como se observa a continuación:

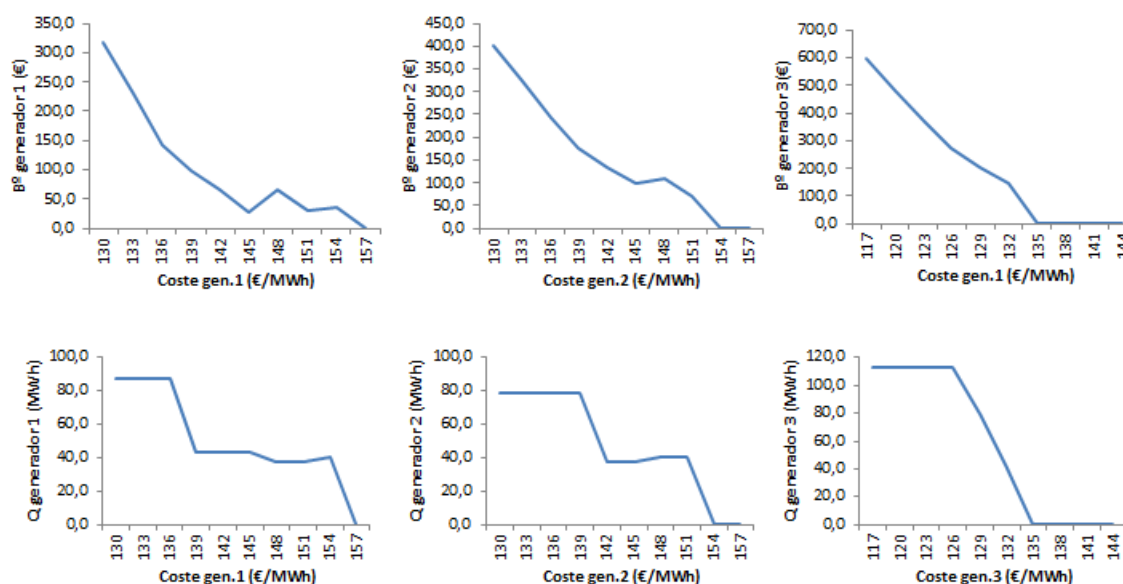


Figura 5.8: Influencia de los costes de producción en el modelo determinista en los beneficios y cantidades individualizadas de los productores.

c. Influencia de la pendiente de la curva de la demanda (φ).

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.7. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\tilde{C}_g (€/MWh)	0,000
φ (€/MWh)	0,003 (de 0,01 en 0,01)	q_{ij}^{max} (MWh)	0,000
\tilde{P} (€)	0,000	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000		

Tabla 5.10: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.c)

La influencia de la pendiente de la curva de demanda cambia por completo la posición del mercado de los generadores dependiendo de los valores que tome. Especialmente, afecta al punto de equilibrio del mercado tanto para consumidores como para generadores en el sentido que, modifica tanto el precio de equilibrio como las cantidades a producir e implicando directamente al beneficio de cada generador como se puede observar con el generador 3. Inicialmente dicho generador para la situación marcada, es el líder del mercado pero al cambiar la pendiente hace que éste no produzca, cediendo dicho liderazgo al productor 2.

La variación que ha sufrido la pendiente ha sido negativa de ahí que, el precio y los demás conceptos que se muestran a continuación en cada iteración, muestren valores inferiores a sus predecesores. Dicha situación del mercado, se traduce en un descenso notable de las cantidades y beneficios individuales de los generadores.

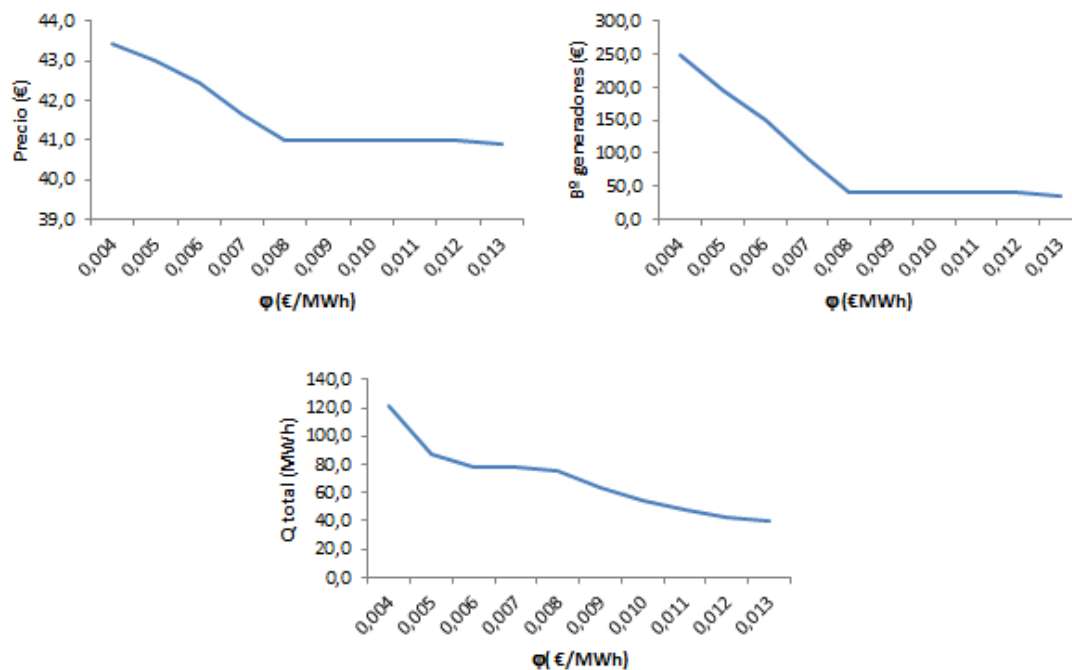


Figura 5.9: Influencia de la pendiente de la curva de la demanda en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.

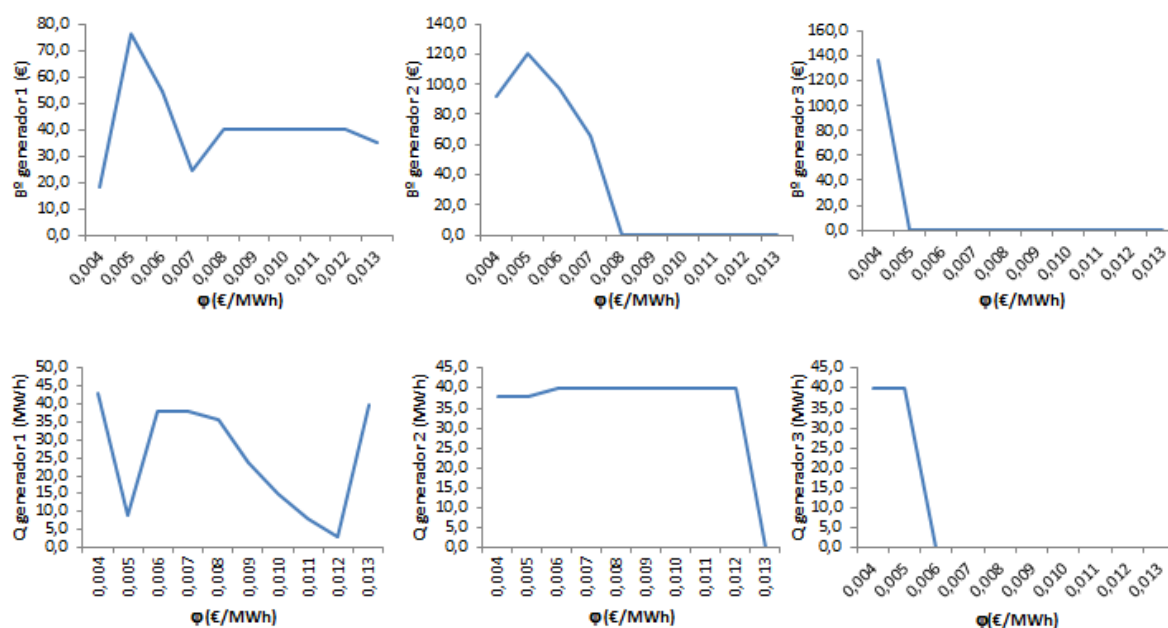


Figura 5.10: Influencia de la pendiente de la curva de la demanda en el modelo determinista en los beneficios y cantidades individualizadas de los productores.

d. Influencia de la constante de la curva de la demanda (ψ).

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.7. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	20 (de 5 en 5)	\widetilde{C}_n (€/MWh)	0,000
φ (€/MWh)	0,003	q_{ij}^{max} (MWh)	0,000
\tilde{P} (€)	0,000	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000		

Tabla 5.11: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.1.2.d)

La constante de la curva de la demanda es otra de las variables que afectan al mercado directamente. En la variación ascendente realizada a nuestro modelo, observamos como a partir de un cierto valor de este parámetro, los generadores comienzan a producir una vez superado el umbral que por costes internos les impedía hacerlo.

A medida que esta constante sea mucho mayor que sus costes, el beneficio de los generadores es aún mayor, moviéndose de forma exponencial como se observa a continuación:

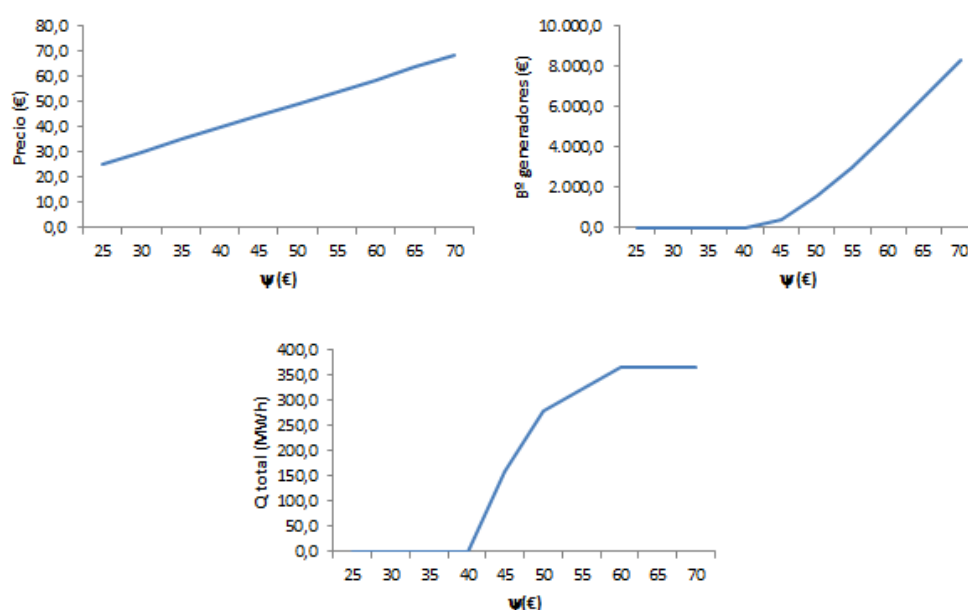


Figura 5.11: Influencia de la constante de la curva de la demanda en el modelo determinista con varios productores y nivel bajo de plantas.

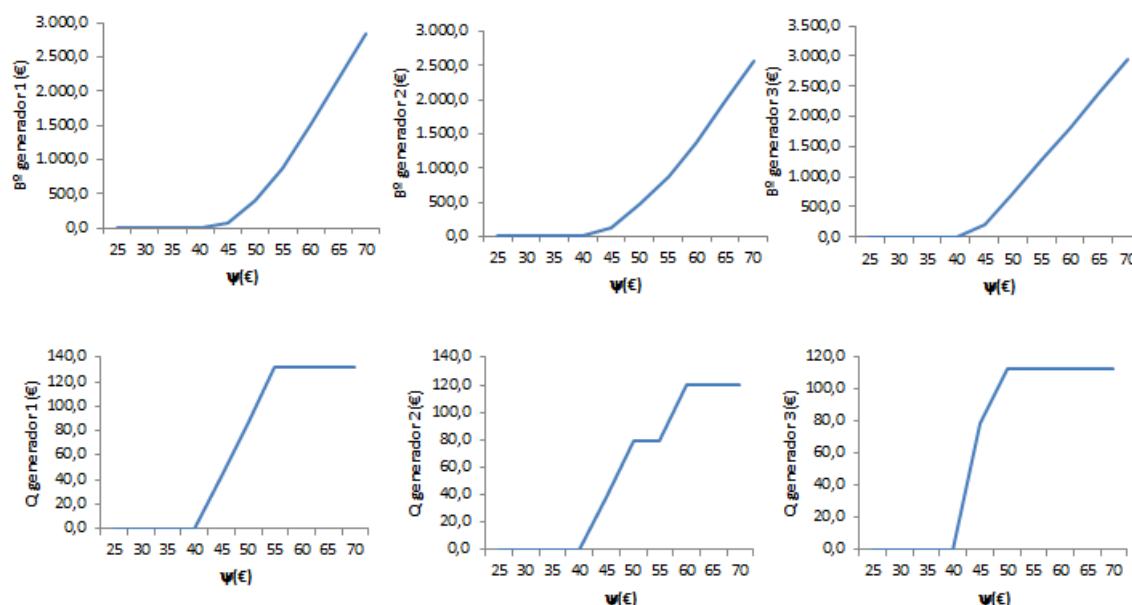


Figura 5.12: Influencia de la constante de la curva de la demanda en el modelo determinista en los beneficios y cantidades individualizadas de los productores.

5.2.MODELO ROBUSTO – COMPETENCIA: en este estudio, incorporamos la variabilidad de la incertidumbre en los diferentes factores del modelo bajo determinadas características que sobre los siguientes puntos se detallaran.

5.2.1. Modelo Robusto para un nivel nulo de competencia y bajo de número de plantas:

A continuación, se detallan los datos iniciales para costes de producción y cantidades máximas de producción tomados para este estudio con un sólo productor considerado genérico descrito en la (Nota 1), el cual dispone de tres plantas productivas:

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	44	45

$C_{ij}(\text{€/MWh})$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	46	53

Tabla 5.12: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.2.

- a. **Influencia de la incertidumbre en los costes de producción:** variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.12. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(\text{€})$	45,00
$\phi(\text{€/MWh})$	0,030
$\tilde{P}(\text{€})$	0,100
$\Gamma_{ij}^{max}(adim.)$	0,000

$\tilde{C}_n(\text{€/MWh})$	$0,100 * C_{ij}$
$\tilde{q}_{ij}^{max}(MWh)$	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
$\Gamma_i^\alpha(adim.)$	0,000 (de 0,2 en 0,2)

Tabla 5.13: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.a)

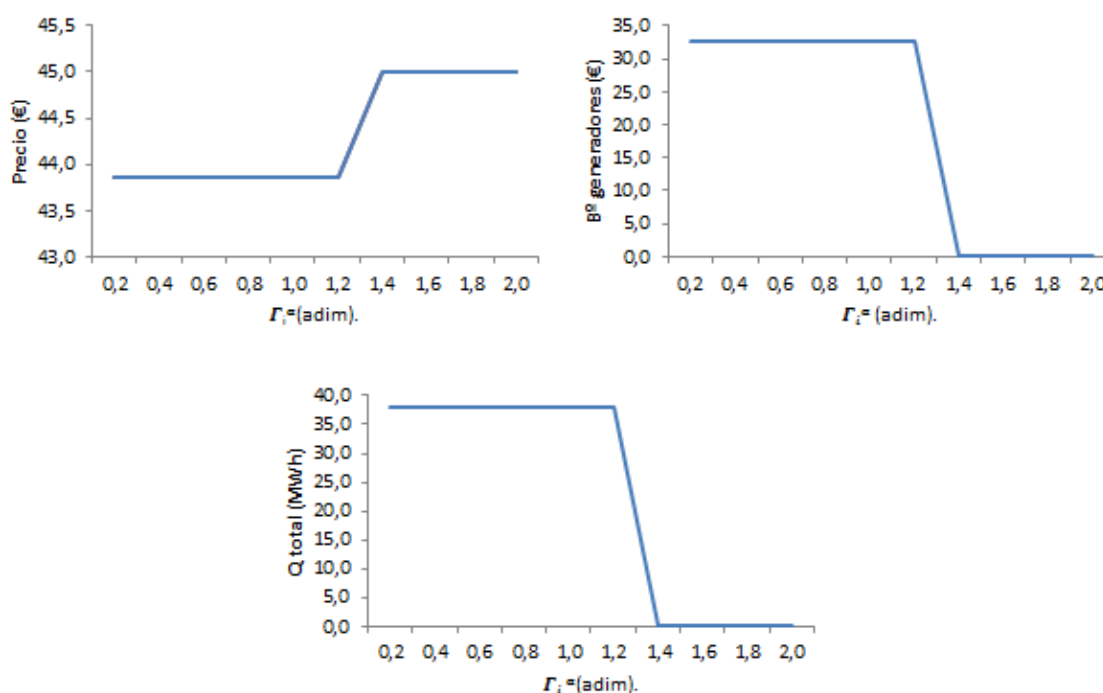


Figura 5.13: Influencia de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas

Aumentando la variabilidad en la incertidumbre en los costes de producción, observamos que en un mercado monopolista dicho factor afecta al mercado para valores altos. Esto se debe a que es el propio generador quién, al no tener competidores, sabe hasta qué término puede alterar la maximización de su beneficio sin tener en cuenta factores externos.

b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.12. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\widetilde{C}_g (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,030 (de 0,01 en 0,01)	Γ_i^α (adim.) – nulo	0,000
\widetilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.) – bajo	0,400
Γ_{ij}^{\max} (adim.)	0,000	Γ_i^α (adim.) – medio	1,000
$\widetilde{q}_{ij}^{\max}$ (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{\max}$	Γ_i^α (adim.) – alto	2,000

Tabla 5.14: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.b)

Se observa cómo para valores nulos y bajos en este factor, el propio generador va asumiendo dicha incertidumbre y reduciendo la cantidad del mercado y su beneficio. Una vez aumentamos dicha variabilidad hasta valores medio y altos, el propio generador decide no producir debido a la situación del mercado no rentable para su función objetivo.

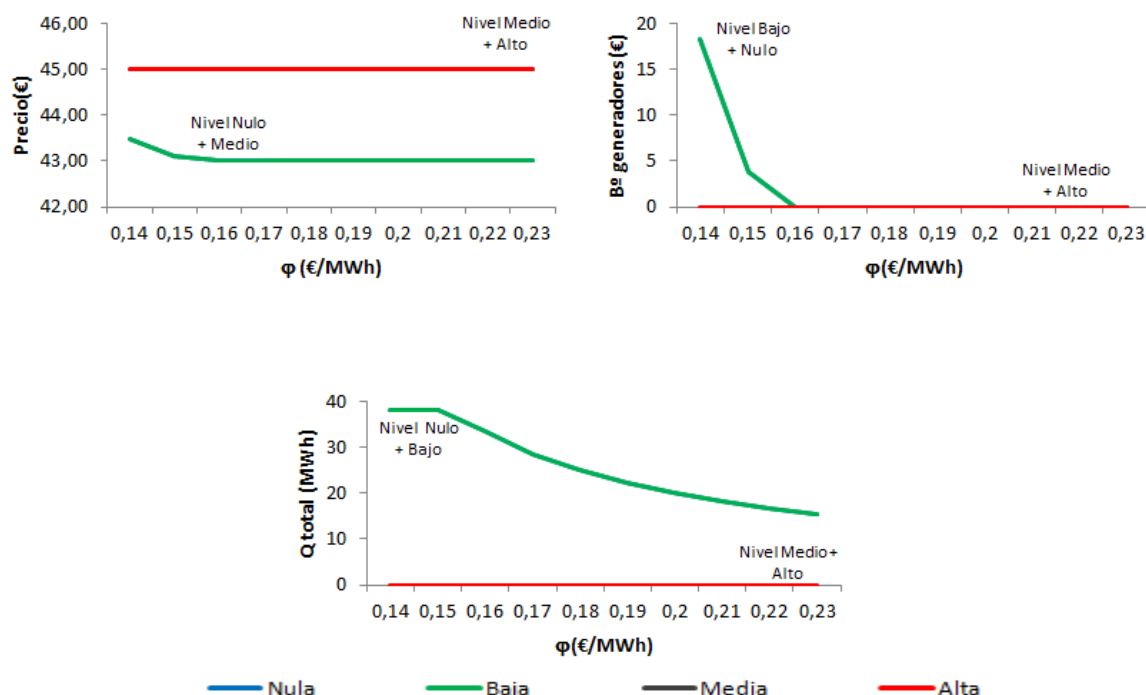


Figura 5.14: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas

- c. **Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción:** variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.12. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\bar{C}_{ij} (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
φ (€/MWh)	0,030	\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
\bar{P} (€)	0,100	Γ_i^{α} (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,100 (de 0,1 en 0,1)		

Tabla 5.15: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.c)

A medida que aumentamos la variabilidad en la incertidumbre de las cantidades máximas de producción, el monopolio siempre tenderá a asegurar aquella cantidad que le permita siempre generar mayor beneficio. Ante ello, si el mercado necesita cubrir una determinada demanda, deberá asumir un precio mayor costado por los consumidores en detrimento del aumento en el beneficio de los generadores.

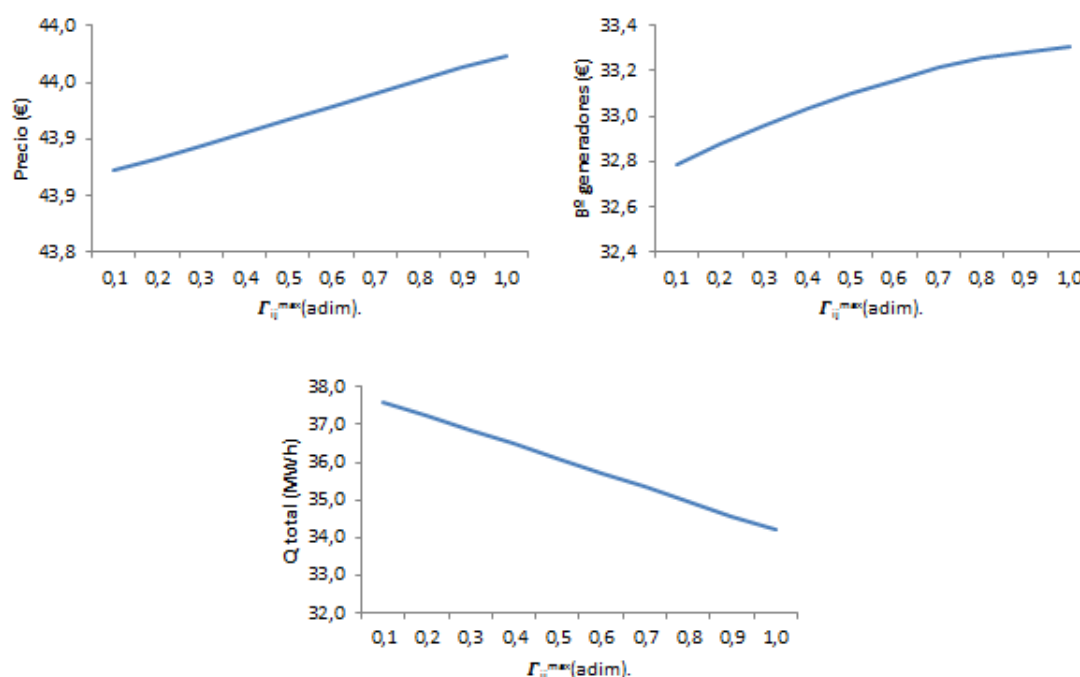


Figura 5.15: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas.

- d. **Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.**

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.12. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\bar{C}_{ij} (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,030 (de 0,01 en 0,01)	Γ_{ij}^{max} (adim.) - nulo	0,000
\bar{P} (€)	0,100	Γ_{ij}^{max} (adim.) - bajo	0,200
Γ_i^a (adim.)	0,000	Γ_{ij}^{max} (adim.) - medio	0,600
\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$	Γ_{ij}^{max} (adim.) - alto	1,000

Tabla 5.16: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.1.d)

Observamos que a partir de un determinado valor de la incertidumbre, los cuatro estados se comportan de igual forma. La diferencia radica cuando las variaciones son muy pequeñas, donde a medida que se aumenta el grado de variabilidad en la incertidumbre en las cantidades máximas de producción, la situación anterior descrita se agrava. Es decir; el precio aumenta y la cantidad disminuye para un estado de incertidumbre alto, siendo para un estado bajo un precio menor y cantidad mayor a causa de que el generador al tener que maximizar su beneficio y encontrarse sólo en el mercado, decide producir menos provocando una subida de precios.

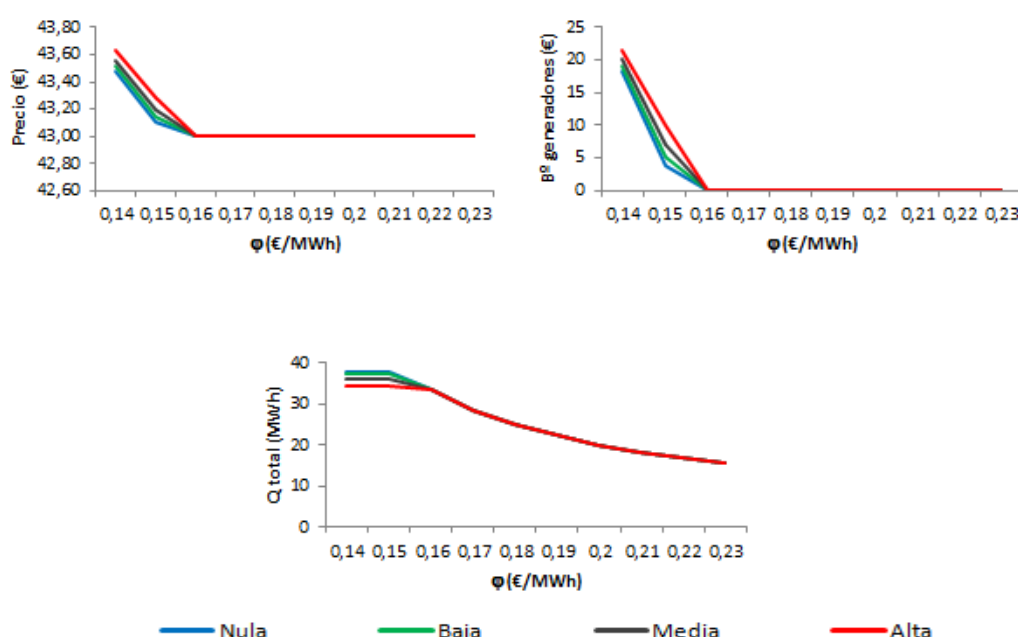


Figura 5.16: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia nula y nivel bajo de plantas.

5.2.2. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y bajo de plantas productivas:

A continuación, se detallan los datos iniciales para costes de producción y cantidades máximas de producción tomados para este estudio con tres generadores caracterizados como genéricos descritos en (Nota 1) y tres plantas productivas:

Q_{ij}^{max} (MWh)	Planta 1	Planta 2	Planta 3	C_{ij} (€/MWh)	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	44	45	Generador 1	43	46	53
Generador 2	38	41	41	Generador 2	41	45	56
Generador 3	39	40	34	Generador 3	44	40	45

Tabla 5.17: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.2.2.

a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.17. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	55,00	\bar{C}_{ij} (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,004	\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
\tilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.)	0,000 (de 0,4 en 0,4)
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000		

Tabla 5.18: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.a)

Como se observa en el siguiente gráfico de la evolución del precio y de la producción, el equilibrio del problema se desplaza a medida que aumentamos la incertidumbre en los costes.

Al aumentar dicho parámetro, los generadores al estar en un mercado de competencia no saben cuál es la postura que podría llegar a adoptar su competidor. Por ello, en esta situación, los generadores trataran de solventar dicha incertidumbre asumiendo una subida en el precio en el mercado y una producción menor.

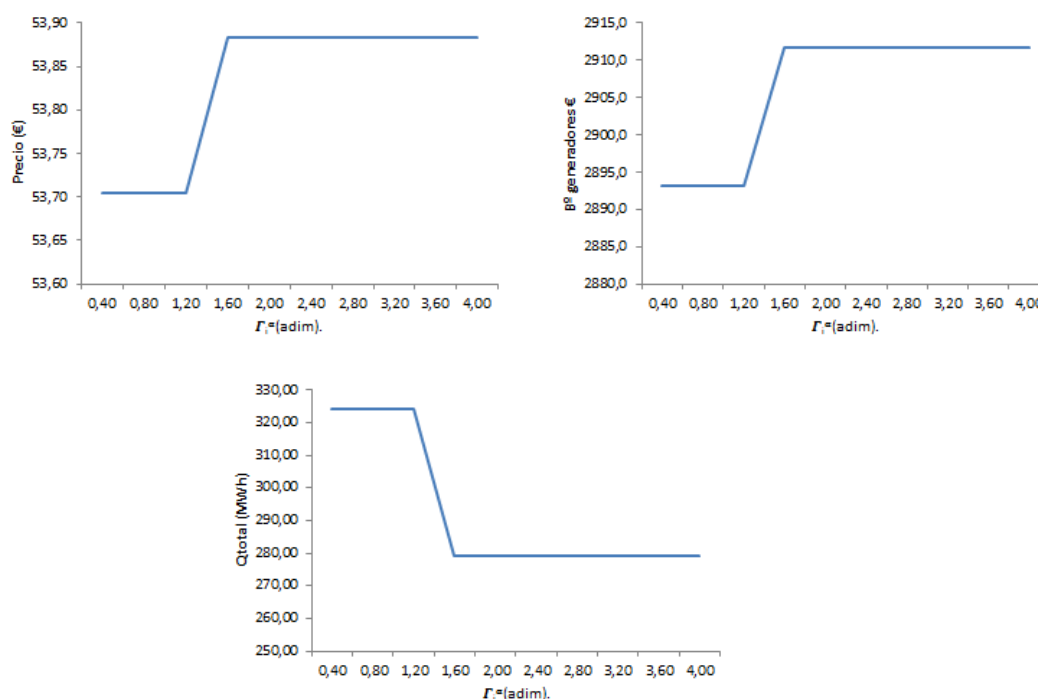


Figura 5.17: Influencia de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.

Dicho cambio en el punto de equilibrio es provocado por el generador 1 que descende su nivel productivo y su beneficio al aumentar la incertidumbre en los costes de producción, lo que se viene a explicar la tendencia descrita anteriormente. En cambio para los generadores 2 y 3, se observa que no hay influencia de dicha incertidumbre y, de hecho, mejoran su beneficio debido a la posición aversiva al riesgo que toma el generador 1. Además, por lo general y aunque estos competidores tengan similares características en sus plantas, observamos que para los generadores con mejor relación “coste-capacidad producción”, éstos mantienen o mejoran sus niveles, aumentando su beneficio en beneplácito de aquellos que no la tienen como sería el caso de los generadores 2 y 3 frente al generador 1.

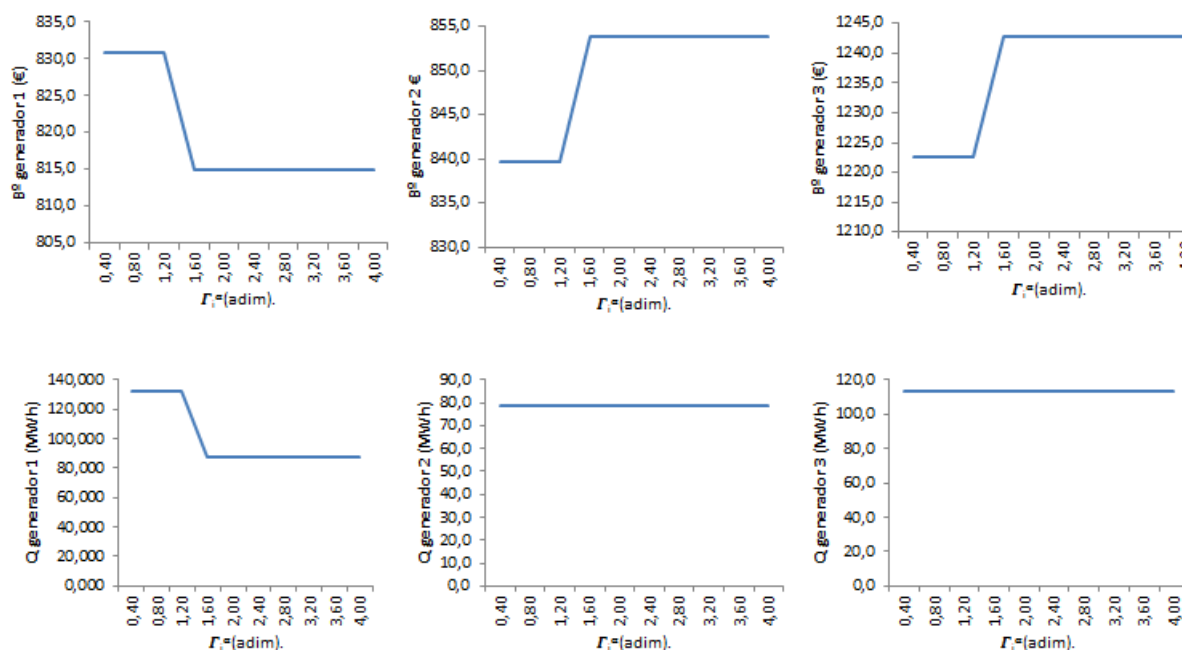


Figura 5.18: Influencia de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en nivel bajo de competencia y de plantas para los beneficios y producciones individualizadas.

b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.17. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	55,00	\bar{C}_{ij} (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,010 (de 0,001 en 0,001)	Γ_i^α (adim.) – nulo	0,000
\tilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.) – bajo	1,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000	Γ_i^α (adim.) – medio	2,800
\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$	Γ_i^α (adim.) – alto	2,000

Tabla 5.19: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.b)

Las evoluciones de las gráficas muestran como a medida que aumentamos la pendiente de la curva de la demanda, el precio y la demanda disminuye. Sin embargo, si hacemos énfasis en la evolución gradual impuesta sobre la incertidumbre en los costes de producción, vemos como para valores nulos, bajos y altos, el comportamiento siempre tiende al del equilibrio del modelo determinista. Esto se debe a que los competidores conociendo que las características del problema son éstas, toman posturas que acaban terminando en el problema inicial.

Es decir, cuando se toman valores muy bajos o altos, son los propios competidores del mercado quienes marcan las reglas del mercado, mientras que cuando los valores son medios, la incertidumbre cobra un papel importante al poder hacer variar sus comportamientos en beneficio o detrimento de los competidores.

En la primera secuencia de gráficos, observamos el cambio de valores de la variabilidad de los parámetros que afectan a la incertidumbre en costes y precios. A medida que bajo una misma situación de mercado (misma curva de demanda y características de

generadores), vamos dando mayor variabilidad en dicha incertidumbre lo que hacemos es afectar en gran medida a los costes y el precio del mercado.

En cambio, si nos fijamos en la perspectiva descrita en los dos primeros párrafos de este apartado, dicha situación queda perfectamente reflejada en la segunda secuencia de gráficos de este punto donde como ya habíamos comentado el generador 2 tiene aversión al riesgo de este tipo de incertidumbre y reduce la cantidad a producir.



Figura 5.19: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.

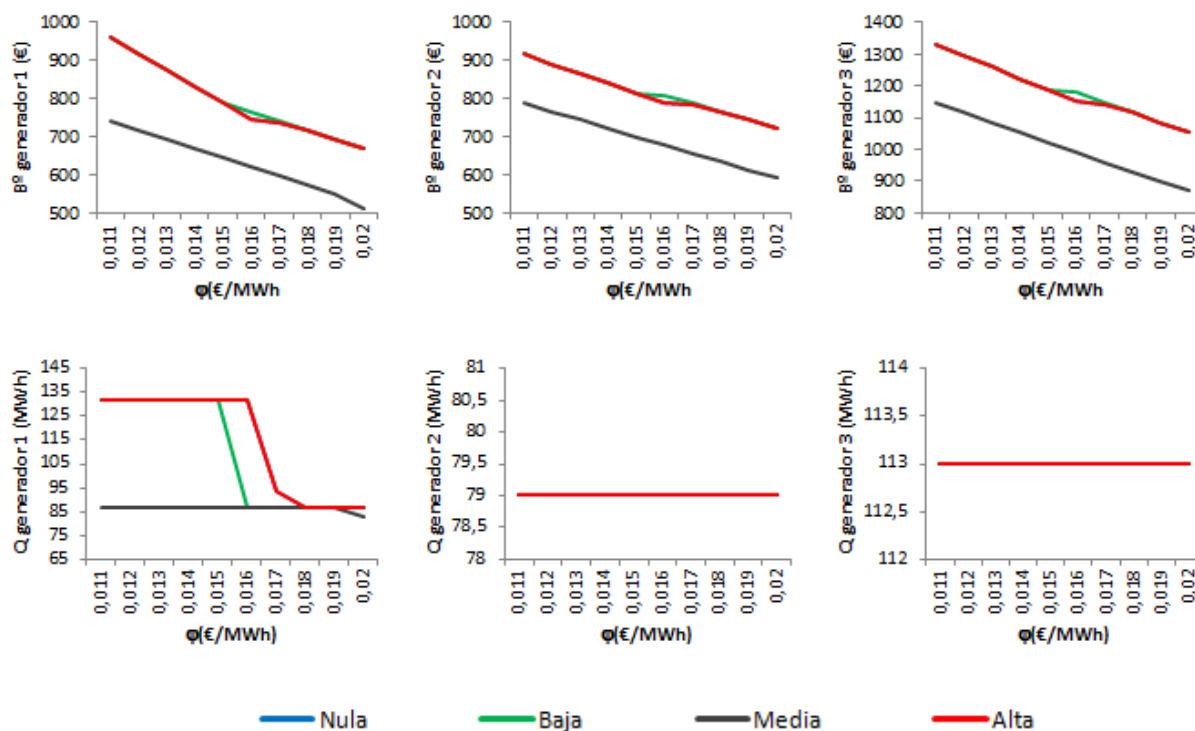


Figura 5.20: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes en el modelo robusto en un nivel bajo de competencia y de plantas para sus beneficios y cantidades individualizados.

c. **Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.**

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.17. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\widetilde{C}_g (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,0003	\widetilde{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
\widetilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000 (de 0,1 en 0,1)		

Tabla 5.20: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.c)

Al modificar las variables que permiten una mayor incertidumbre en las cantidades de producción se provoca que los generadores ante la duda de entrar en pérdidas, disminuyan su producción. Como la demanda se ha de alcanzar, esto hace que el precio aumente siendo esta contrapartida asumida por parte de los consumidores en detrimento del beneficio de los generadores.

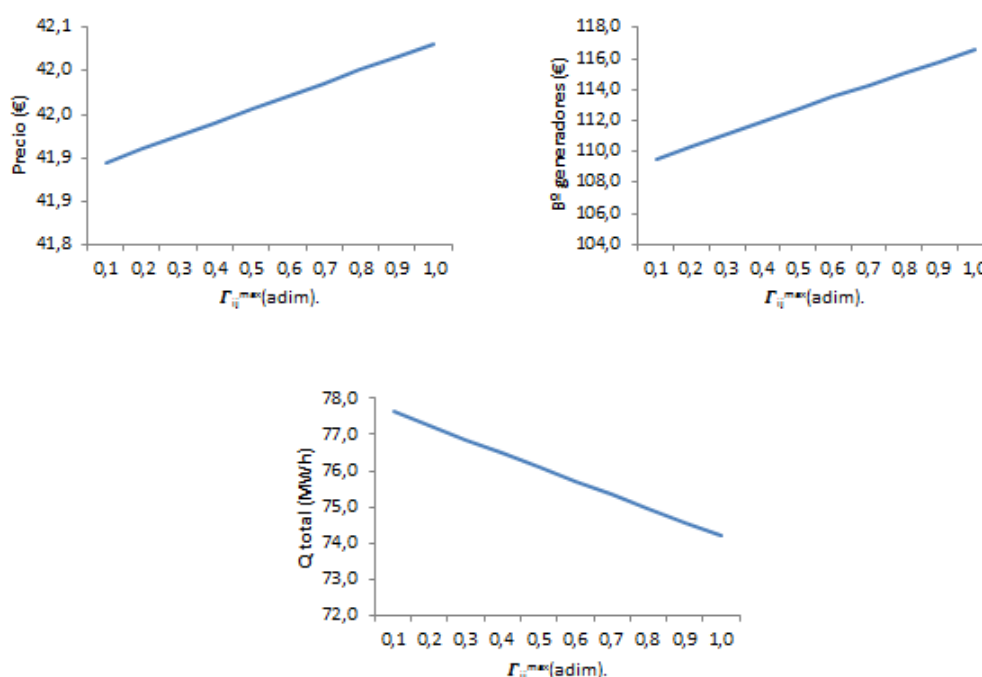


Figura 5.21: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.

De esta forma, en los gráficos de esta simulación, se ve de forma clara como los generadores ajustan sus producciones conforme a la variabilidad dada con el fin de que, se maximice el precio final del mercado y se intente ganar en todos los posibles casos planteados. En este caso, destaca la improductividad del generador 3, puesto que se observa como en todos los apartados anteriores con las distintas configuraciones planteadas, que dicho generador siempre asumía un papel preponderante sobre el generador 1 al contrario que en este caso. Esto nos hace pensar que dicho generador es más vulnerable en cuanto a la modificación de los niveles de producciones que frente al mercado. Adicional a ello, destaca como también el generador 3 presenta cierta aversión a este tipo de incertidumbre en cantidades máximas al reducir su cantidad de energía como ocurría en el caso de la incertidumbre en costes.

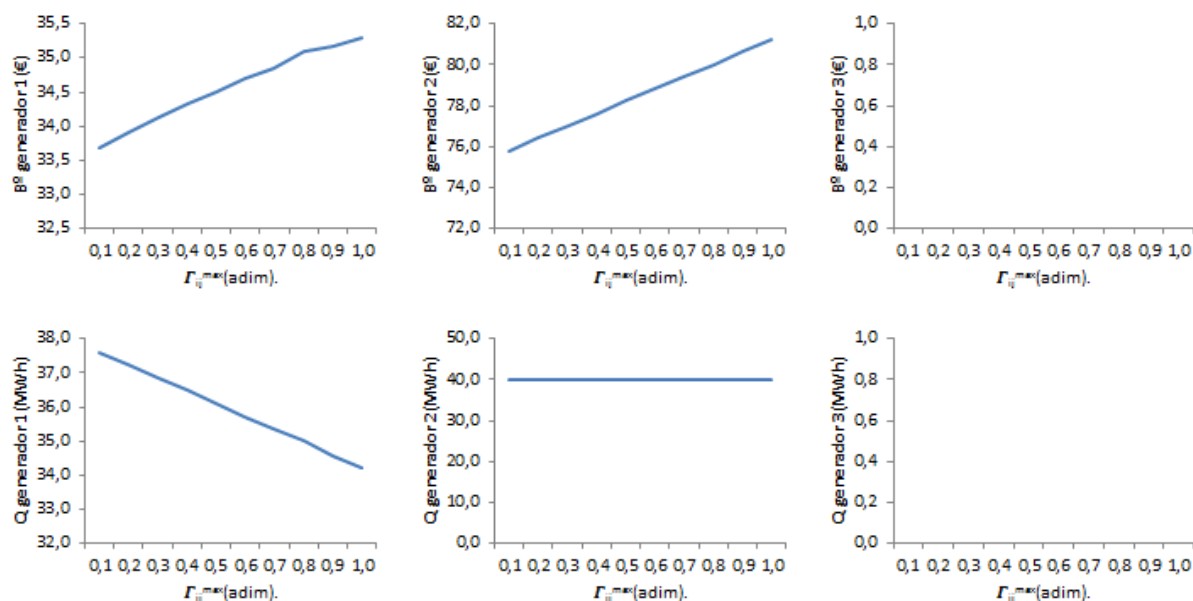


Figura 5.22: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas para los beneficios y producciones individualizadas.

d. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.17. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\widetilde{C}_{ij} (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
φ (€/MWh)	0,000 (de 0,01 en 0,01)	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - nulo	0,000
\widetilde{P} (€)	0,100	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - bajo	0,100
Γ_i^{α} (adim.)	0,000	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - medio	0,600
\widehat{q}_{ij}^{\max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{\max}$	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - alto	1,000

Tabla 5.21: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.2.d)

Independientemente del estado de la incertidumbre en las cantidades de producción, la variación de la pendiente de la demanda hace que ésta sea más inclinada haciendo que el equilibrio de mercado se realice a un precio y cantidad menor. Sin embargo, con la variación de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción, observamos qué generadores tienen una mayor afección por dicha variación. Como ya habíamos indicado anteriormente, el generador 3 es susceptible a dicha variación tanto a nivel de incertidumbre como a nivel de cambio de punto de equilibrio en el mercado en confrontación del generador 1, que absorbe las cantidades que van dejando los dos líderes del mercado. En el caso del generador 2, sucede lo mismo a altas incertidumbre en las cantidades de producción. Sin embargo, al igual que decíamos que el generador 1 presentaba cierta aversión a medida que se aumentaba la incertidumbre en cantidades máximas para un punto de equilibrio dado, sin embargo cuando dicho punto fluctúa su comportamiento cambia y absorbe las cantidades dejadas por sus competidores de tal forma que no le afecta tanto dicho riesgo. En este sentido, podríamos decir que aquellos competidores que siguen muy de cerca a los líderes del mercado, son quienes presentan más beneficios en este sentido.

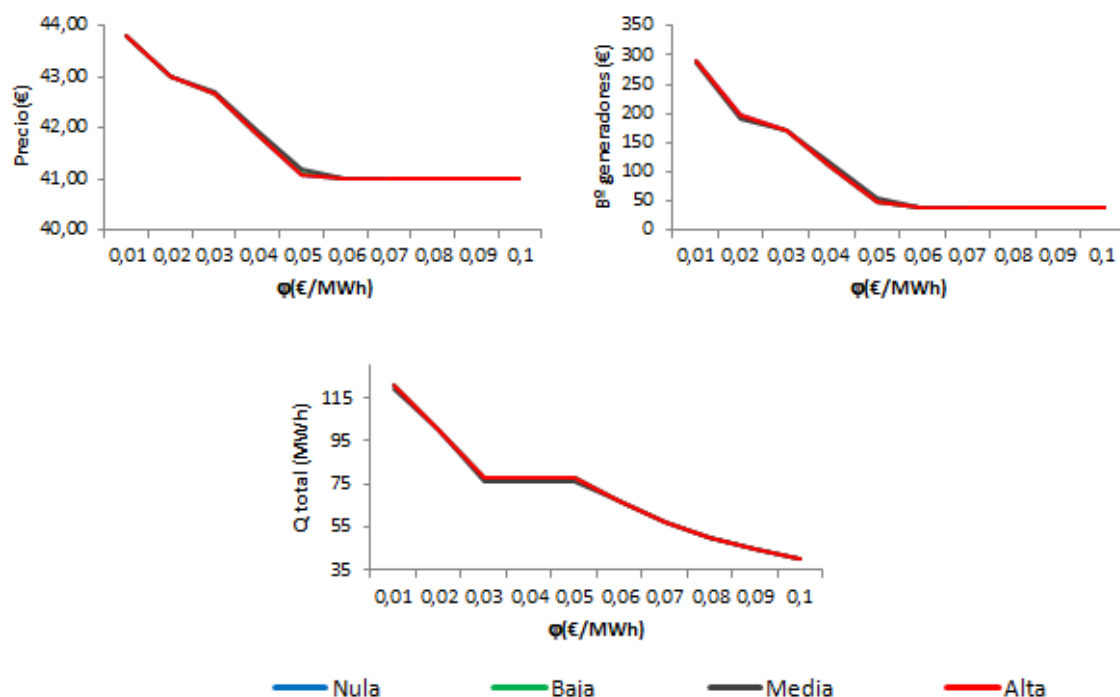


Figura 5.23: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.

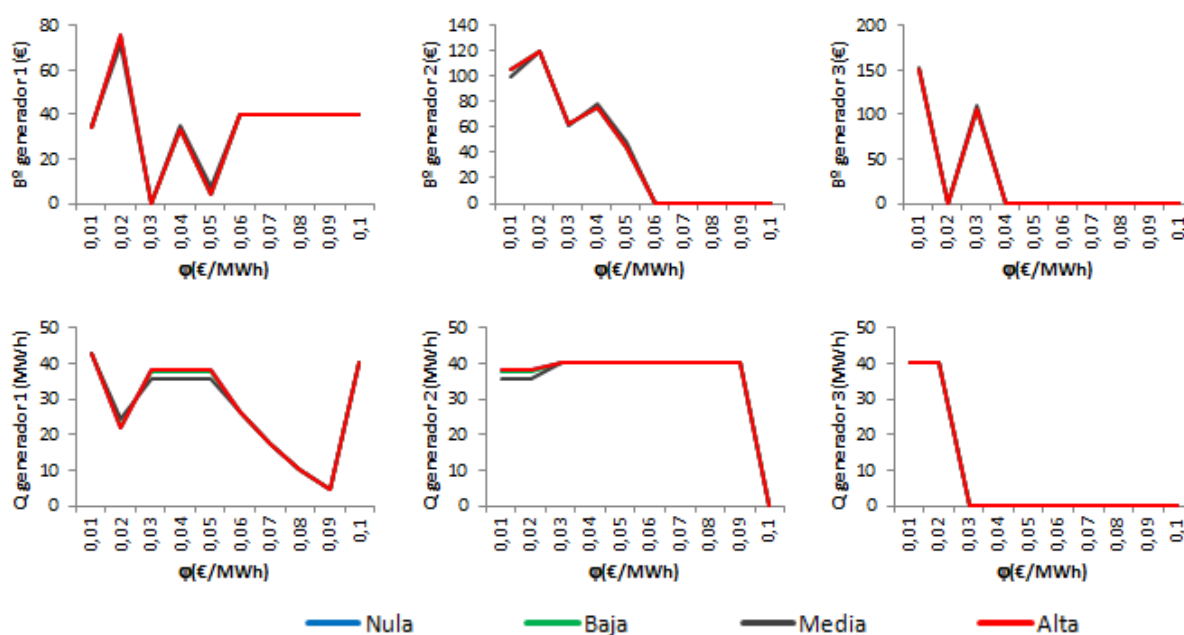


Figura 5.24: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas.

5.2.3. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y medio de plantas productivas:

A continuación, se detallan los datos iniciales para costes de producción y cantidades máximas de producción tomados para este estudio con tres generadores caracterizados como genéricos según se indica en la (Nota 1) y nueve plantas productivas:

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6	Planta 7	Planta 8
Generador 1	53	55	52	53	55	0	0	0
Generador 2	52	51	51	50	52	0	0	50
Generador 3	51	50	50	50	51	0	39	45

$C_{ij}(€/MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6	Planta 7	Planta 8
Generador 1	43	44	42	43	44	0	0	0
Generador 2	42	41	41	40	42	0	0	40
Generador 3	41	40	40	40	41	0	39	45

Tabla 5.22: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.2.3.

a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.22. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(€)$	45,00	$\tilde{C}_{ij}(€/MWh)$	$0,100 * C_{ij}$
$\varphi(€/MWh)$	0,003	$\tilde{q}_{ij}^{max}(MWh)$	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
$\tilde{P}(€)$	0,100	$\Gamma_i^\alpha(adim.)$	0,000 (de 0,9 en 0,9)
$\Gamma_{ij}^{max}(adim.)$	0,000		

Tabla 5.23: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.a)

A medida que aumentamos el grado de variabilidad de la incertidumbre impuesta en los costes hace que en un determinado grado, el generador 1 que obtiene una peor posición en el mercado decaiga su producción. Sin embargo y manteniéndose la producción de sus competidores (generadores 2 y 3), se provoca que se aumente el precio y éstos obtengan un mayor beneficio a causa de la aversión que presenta el generador 1 sobre los costes y cantidades máximas de producción en la variación de dichos sobre un mismo punto de equilibrio.

Como ya comentamos, el beneficio atribuido a los dos generadores 2 y 3 se debe a la reducción de producción que presenta el generador 1, acompañado a su vez de una subida de precio que hace que los beneficios de los 3 generadores sean superiores.

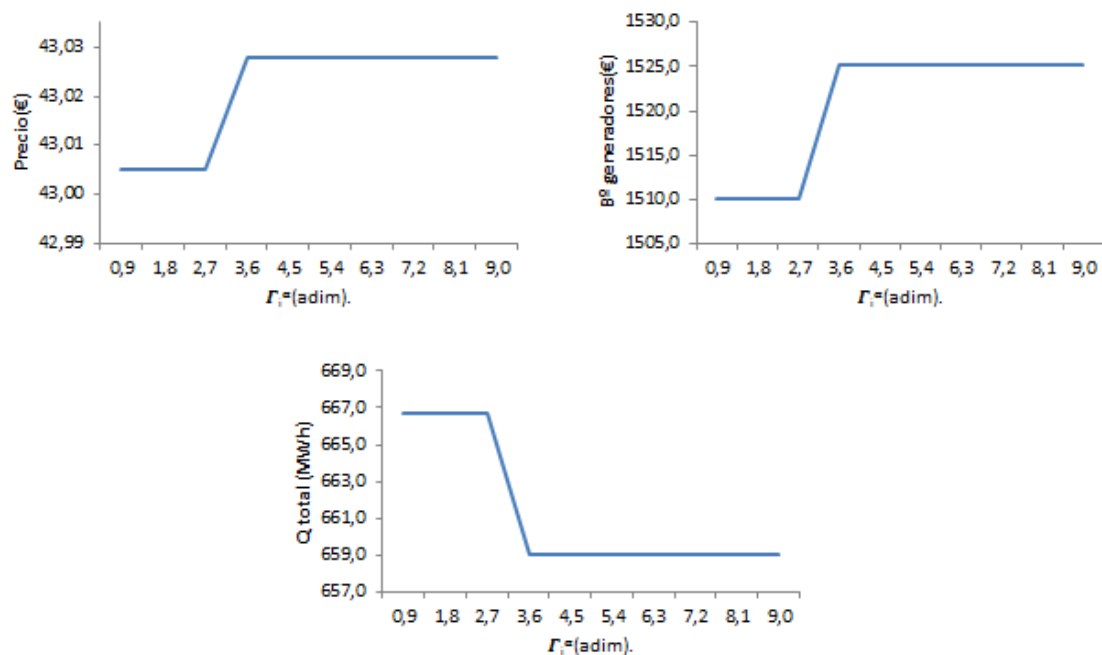


Figura 5.25: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.

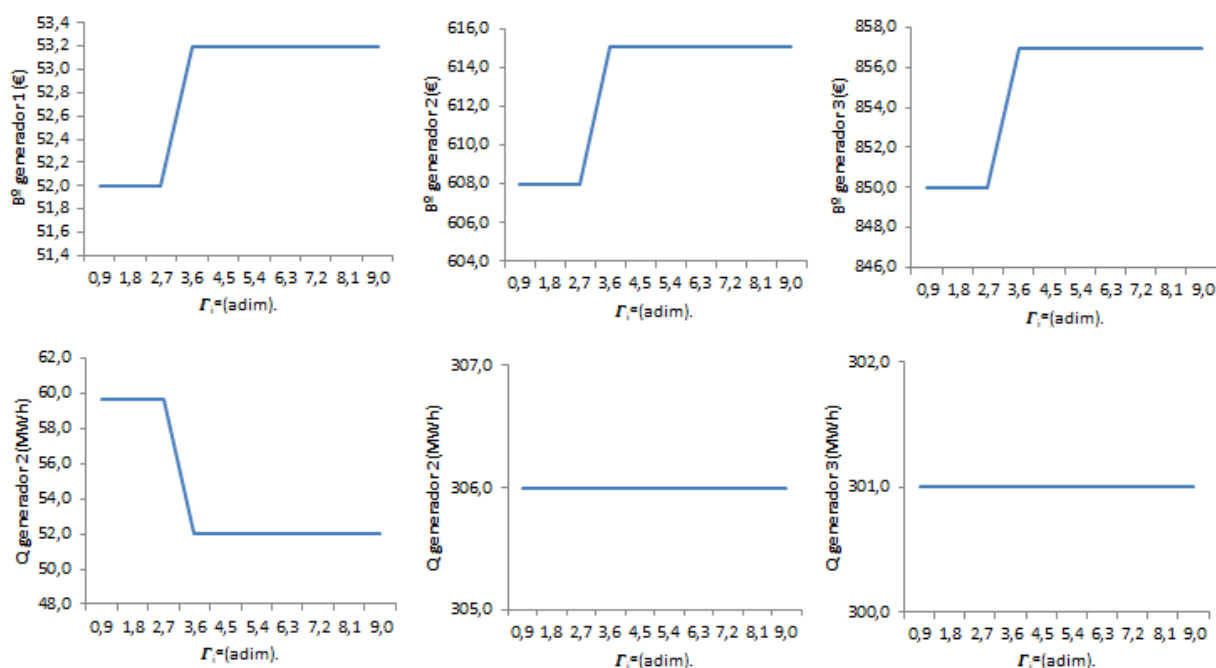


Figura 5.26: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir.

b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_t^a bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.22. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\bar{C}_i (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
φ (€/MWh)	0,000 (de 0,001 en 0,001)	$\Gamma_i^{\alpha}(\text{adim.}) - \text{nulo}$	0,000
\bar{P} (€)	0,100	$\Gamma_i^{\alpha}(\text{adim.}) - \text{bajo}$	2,000
$\Gamma_{ij}^{\max}(\text{adim.})$	0,000	$\Gamma_i^{\alpha}(\text{adim.}) - \text{medio}$	6,000
$\bar{q}_{ij}^{\max}(\text{MWh})$	$0,100 * Q_{ij}^{\max}$	$\Gamma_i^{\alpha}(\text{adim.}) - \text{alto}$	9,000

Tabla 5.24: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.b)

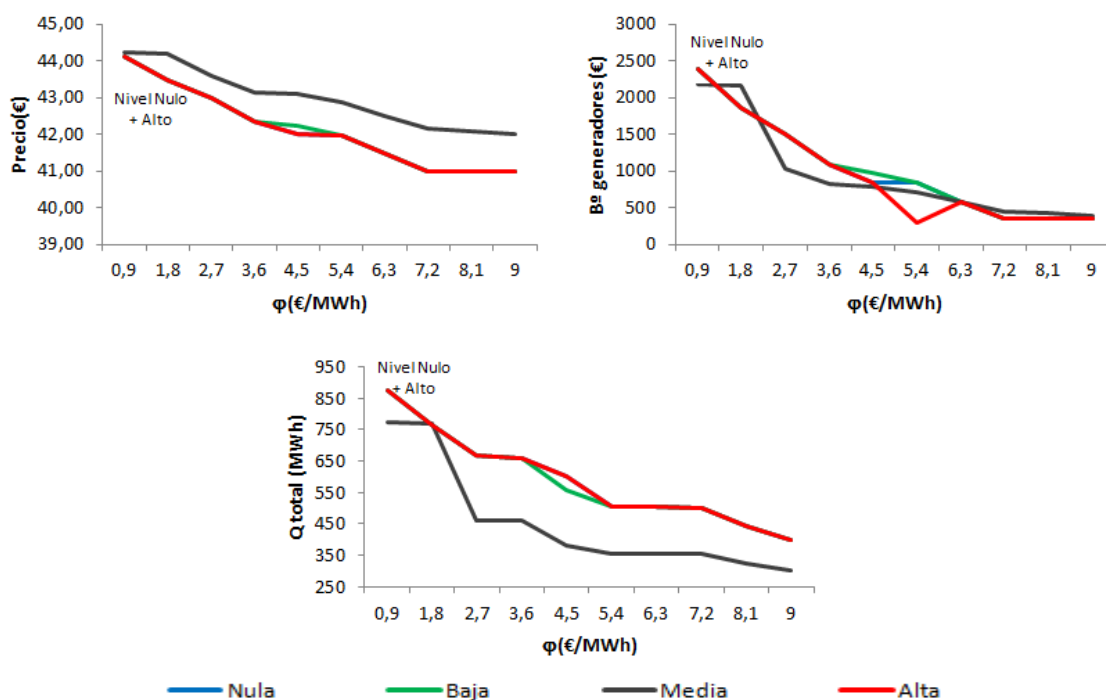


Figura 5.27: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.

En las gráficas anteriores, se observa como a medida que variamos la pendiente de la curva de la demanda tomando una pendiente cada vez mayor, el precio disminuye al igual que la cantidad total del mercado. Sin embargo, cuando damos una variabilidad media a la incertidumbre de las variables que afectan directamente a los costes observamos que, la disminución en el precio es menor que en el caso de la cantidad total del mercado. Esto se debe a que los generadores 2 y 3, que son muy parecidos en cuanto a características frente al primero, adopten una posición más conservadora lo que provoca que el generador 1 salga desfavorecido en el análisis. Para niveles bajos y/o altos de incertidumbre, los competidores líderes del mercado adoptan una posición más competitiva lo que hace que, en la representación anterior sea muy similar a la situación sin incertidumbre.

Para un mayor entendimiento de este punto, a continuación se detalla las gráficas que muestran esta explicación y los continuos equilibrios que se producen al variar la pendiente en este análisis:

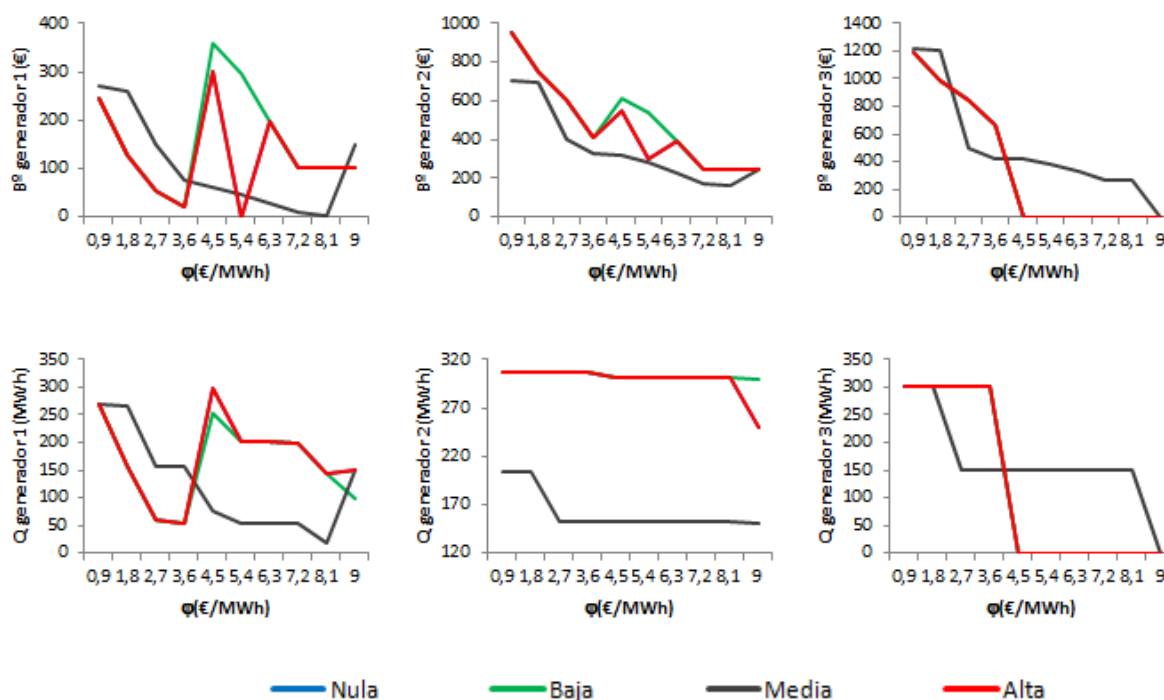


Figura 5.28: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir.

c. Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.22. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	45,00	\widetilde{C}_n (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,0003	\widetilde{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
\widetilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000 (de 0,1 en 0,1)		

Tabla 5.25: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.c)

Como hemos comentado en apartados anteriores, los generadores 2 y 3 tienen comportamientos similares en comparación con el generador 1, sobre todo cuando variamos las cantidades máximas de producción de cada uno. Como podemos observar en los siguientes gráficos de cada uno de ellos, dichas variaciones en los dos últimos generadores son absorbidas por el primer generador.

Sin embargo, como debe alcanzarse un equilibrio de mercado entre oferta y demanda, tanto los consumidores como el beneficio total de los generadores, repercutido esencialmente en la disminución de la cantidad producida de los competidores líderes del mercado, son afectados en este término.

Al no conocer cuál es la producción máxima de cada generador, los líderes del mercado tenderán a protegerse, produciendo menores cantidades y fijando mayores precios. Esta casuística favorece a sus seguidores pues, éstos absorben las acciones que toman los líderes, siendo en este caso beneplácito a nivel productivo (pueden producir más o igual que en el caso

determinista) y a nivel económico con la subida de los precios, como ya vaticinábamos anteriormente y que reflejábamos en el generador 3 que, inclusive presentaba ciertas adversidades a la incertidumbre en cantidades y costes.

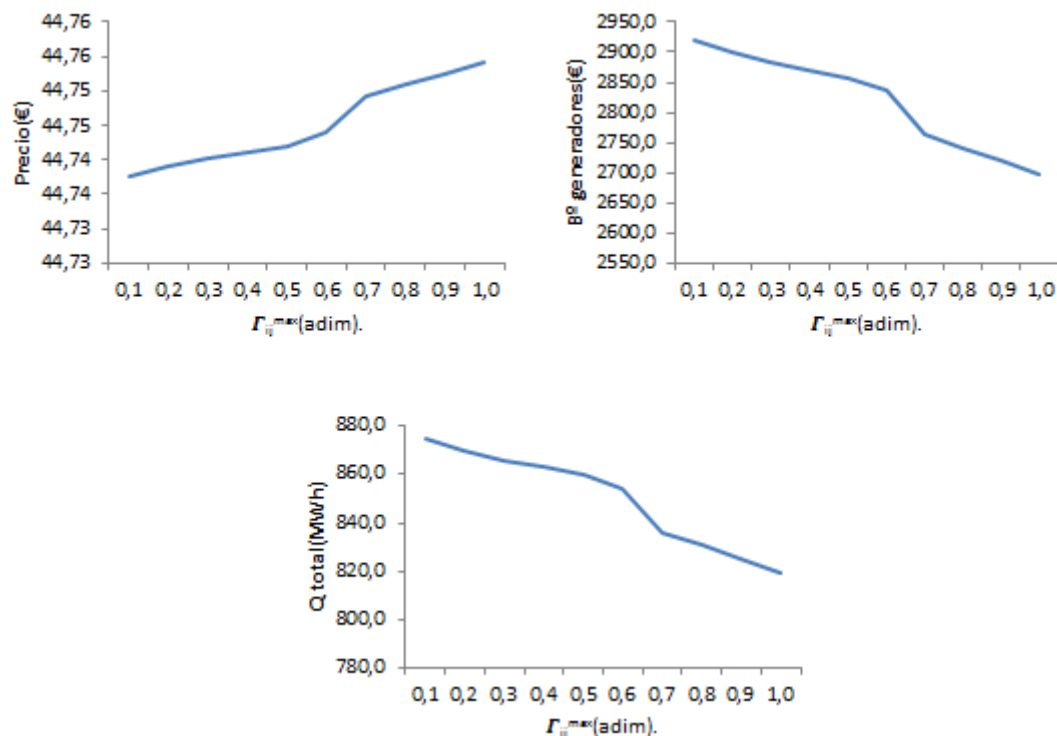


Figura 5.29: Influencia de la incertidumbre en los cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.

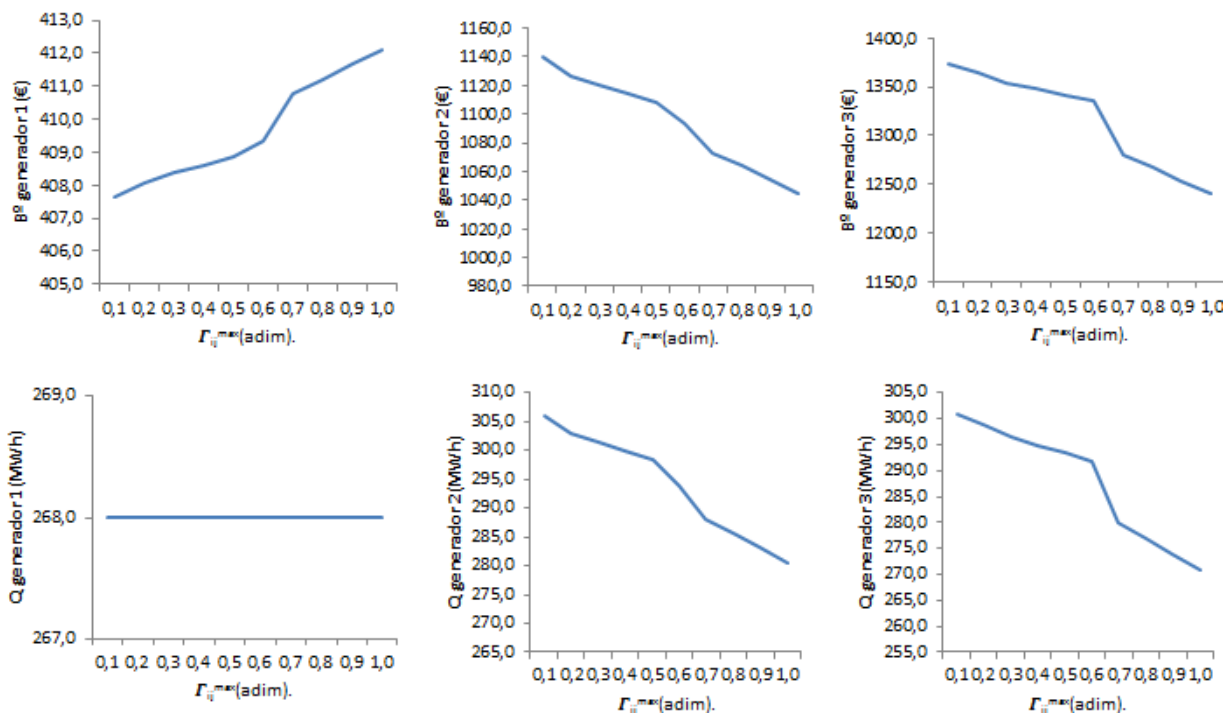


Figura 5.30: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir.

d. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.22. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	50,00	\tilde{C}_n (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,000 (de 0,001 en 0,001)	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - nulo	0,000
\tilde{P} (€)	0,100	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - bajo	0,200
Γ_i^{α} (adim.)	0,000	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - medio	0,600
q_{ij}^{\max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{\max}$	Γ_{ij}^{\max} (adim.) - alto	1,000

Tabla 5.26: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.2.3.d)

Las variaciones descendentes para las variables mostradas en el siguiente grafico son habituales al ir inclinando la pendiente de forma negativa la curva de la demanda. Sin embargo, lo que observamos en estos casos, es la dispersión que sufren las curvas cuando la incertidumbre de las cantidades máximas de producción pendientes es muy alta.

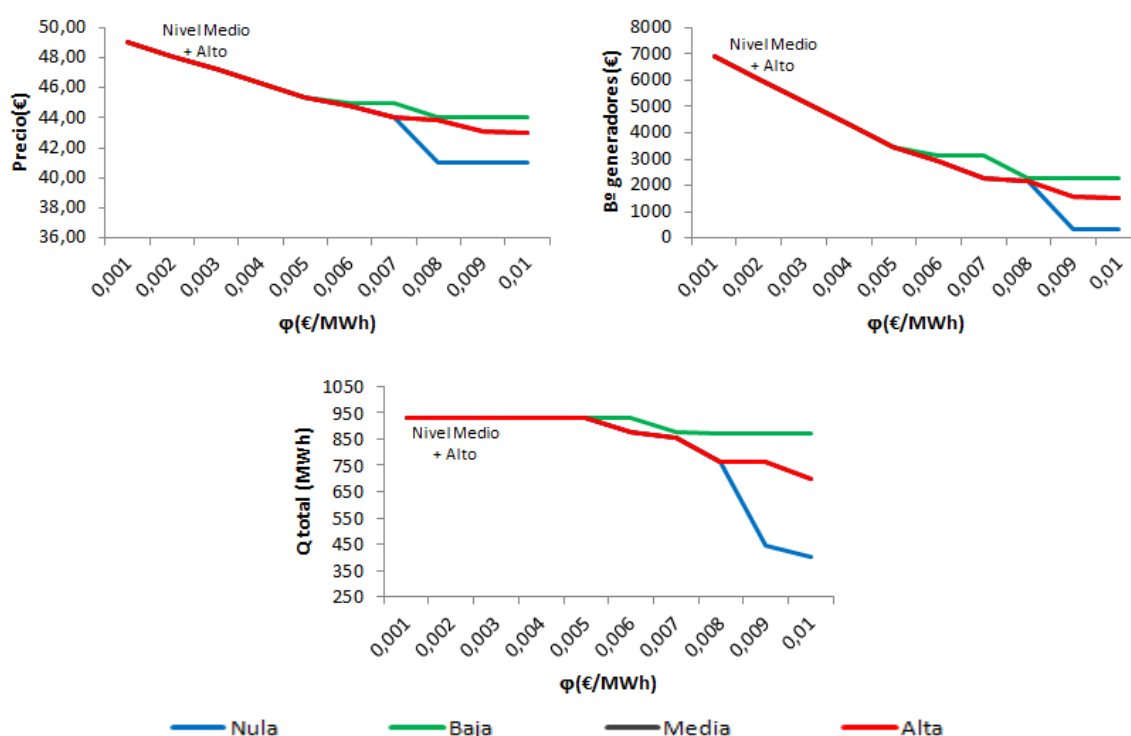


Figura 5.31: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas.

Esta dispersión origina que los líderes tengan que afrontar las incertidumbres en la producción para no perder cuota de mercado con el objeto de al menos mantenerla. En contraste con el aparatado anterior, vemos que los generadores 2 y 3 tienen una fuerte dependencia en la curva de la demanda, mientras que el caso del generador 1, además de la citada dependencia, también depende de la conducta de los generadores 2 y 3 que, a su vez, se ve condicionado por su aversión en determinadas casuísticas a las incertidumbres de cantidad y coste, etcétera.

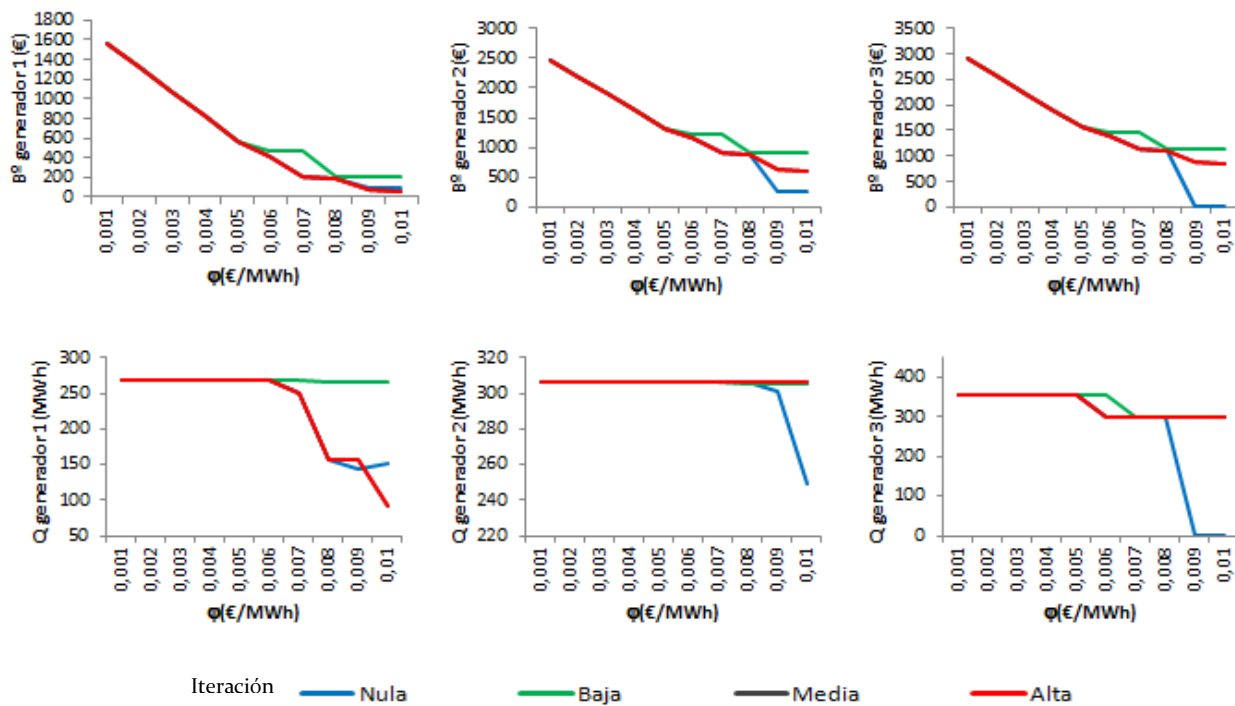


Figura 5.32: Influencia de los cuatro estados en la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas individualizando en beneficios y cantidades.

5.3. MODELO ROBUSTO – GENERADOR EÓLICO: en este caso, partimos del estudio anterior, sin embargo cambiamos las características de una de las centrales genéricas (ver Nota(1)) tomadas de los casos anteriores por un generador eólico:

Los generadores eólicos se caracterizan por tener unos costes de generación inferiores a la media generalizada de los casos anteriores y, por tener gran variabilidad en su capacidad máxima de producción al depender de la fuerza del viento para su funcionamiento. En consecuencia, la incertidumbre de su capacidad máxima de producción será alta.

5.3.1. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y bajo de plantas productivas:

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	53	55	52
Generador 2	52	51	51
Generador 3	36	30	37

$C_{ij}(\€/MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	44	42
Generador 2	42	41	41
Generador 3	23	26	29

Tabla 5.27: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.3.1.

- a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción:** variación del factor Γ_i^α incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.27. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(\€)$	45,00
$\varphi(\€/MWh)$	0,003
$\tilde{P}(\€)$	0,100
$\Gamma_{ij}^{max}(adim.)$	0,60 (gen. eólico) – 0,00(resto gen.)

$\tilde{C}_i(\€/MWh)$	0,000
$\tilde{q}_{ij}^{max}(MWh)$	0,000
$\Gamma_i^\alpha(adim.)$	0,000 (de 0,4 en 0,4)

Tabla 5.28: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.1.a)

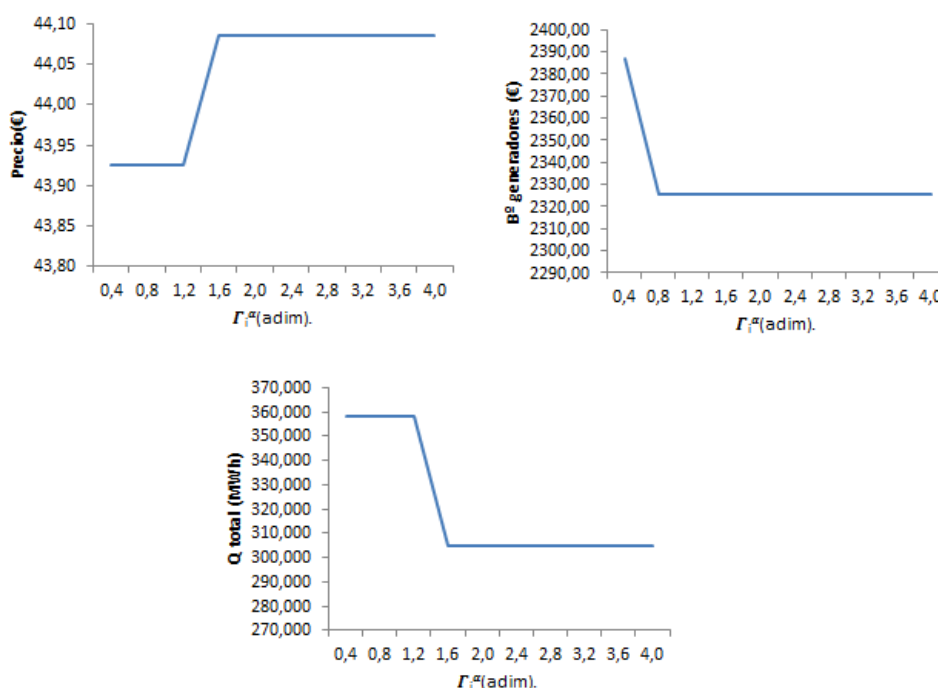


Figura 5.33: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.

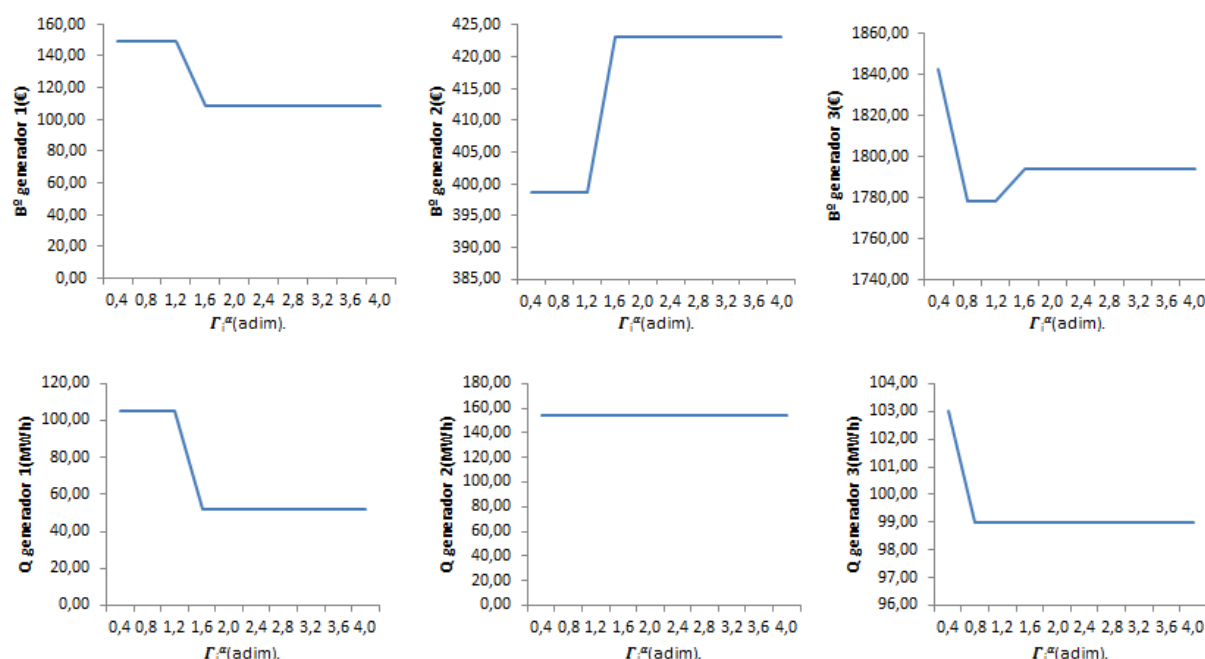


Figura 5.34: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.

Si aumentamos poco a poco la incertidumbre en los costes de producción bajo la situación descrita observamos que, el generador eólico pierde poco a poco liderazgo de mercado para pequeñas variaciones. Esto se debe a la alta incertidumbre que tiene en su capacidad máxima de producción, sin embargo dado que el generador 1 también presenta cierta aversión a dichos cambios y a que el generador eólico ante la poca competencia presente en el mercado, hace que afronte dicha incertidumbre con el fin de que su principal competidor (el generador 2) no obtenga una considerable cuota de mercado que, le permita maximizar aún más sus beneficios y su relación precio-coste frente al mismo.

- b. **Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda e incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.**

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.27. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	48,00	\widetilde{C}_n (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,0013 (de 0,0010 en 0,0010)	Γ_i^α (adim.) – nulo	0,000
\widetilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.) – bajo	1,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,60 (gen. eólico) – 0,00(resto gen.)	Γ_i^α (adim.) – medio	2,800
\widetilde{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$	Γ_i^α (adim.) – alto	4,000

Tabla 5.29: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.1.b)

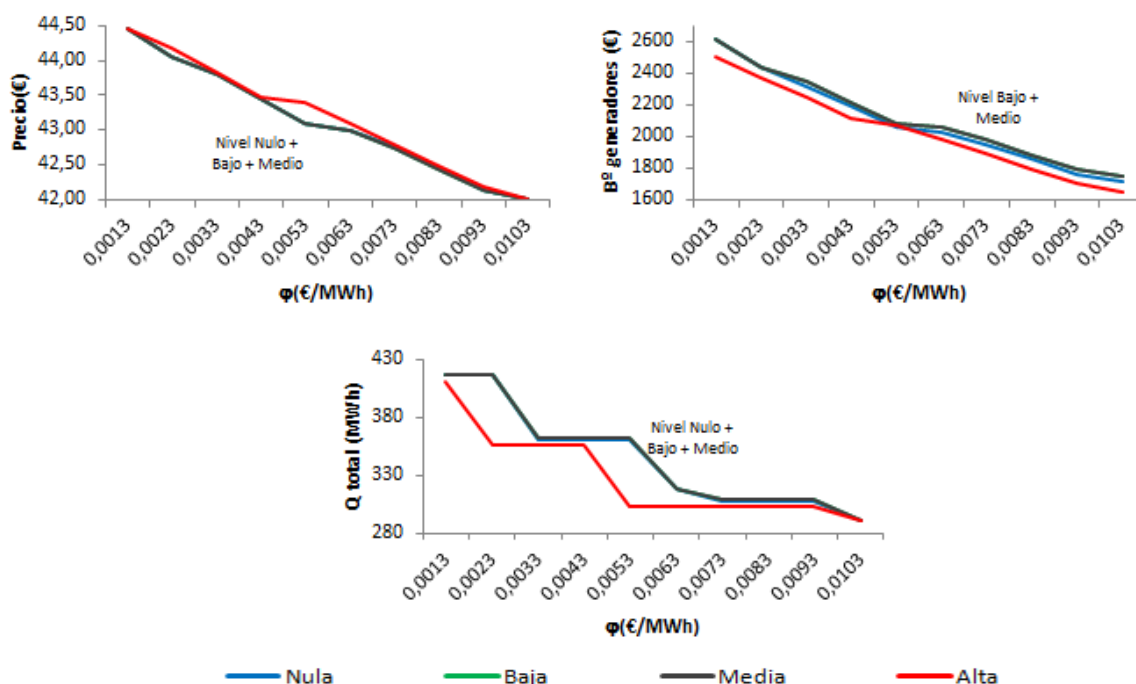


Figura 5.35: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.

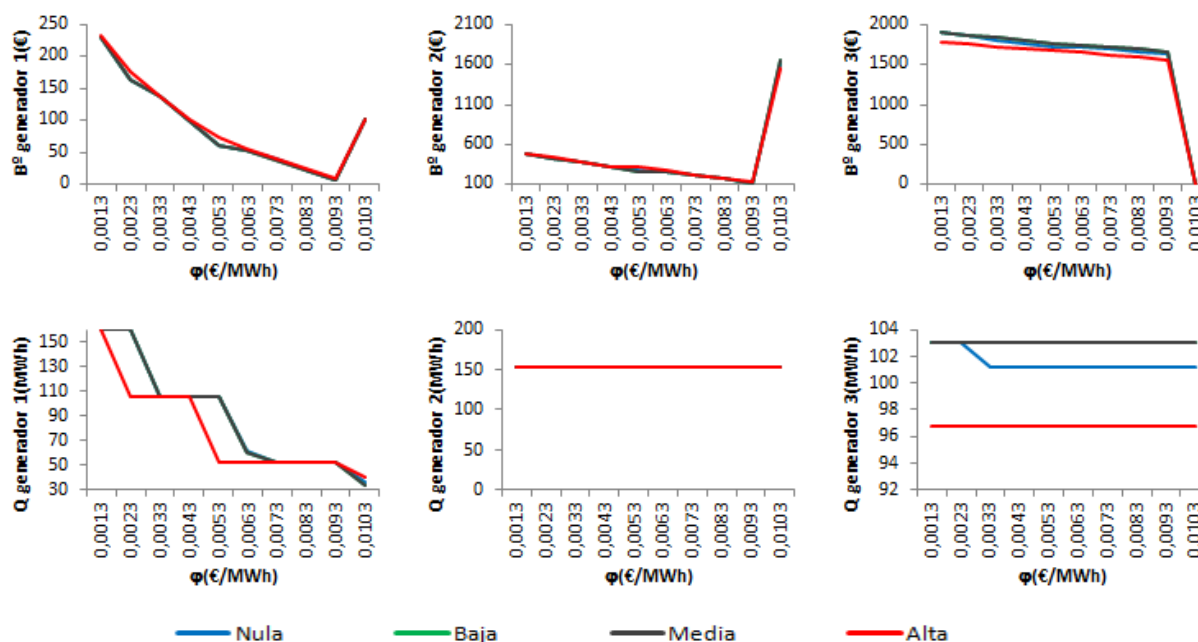


Figura 5.36: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico individualizando en beneficios y cantidades.

En este caso, vemos como el productor eólico al haber menor número de plantas productivas tiene que ser más arriesgado en cuanto a sus estrategias de ahí que, para niveles bajos y medios de incertidumbre en costes, produzca más que en un nivel alto y nulo al mantener el generador 2 (su principal competidor) bajo cualquier situación su estrategia. Sin embargo, para altas incertidumbres y grandes cambios en la pendiente, el generador eólico tiene que dejar paso a su liderazgo al generador 2 debido a su incapacidad para adaptarse ante estas altas incertidumbres dadas.

5.3.2. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y medio de plantas productivas:

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6	Planta 7	Planta 8
Generador 1	53	55	52	53	55	0	0	0
Generador 2	52	51	51	50	52	0	0	50
Generador 3	36	30	37	29	32	27	24	35

$C_{ij}(\text{€/MWh})$	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6	Planta 7	Planta 8
Generador 1	43	44	42	43	44	0	0	0
Generador 2	42	41	41	40	42	0	0	40
Generador 3	23	26	29	20	22	24	27	25

Tabla 5.30: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 5.3.2.

a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.32. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(\text{€})$	70,00	$\tilde{C}_n(\text{€/MWh})$	$0,100 * C_{ij}$
$\phi(\text{€/MWh})$	0,03	$\tilde{q}_{ij}^{max}(MWh)$	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
$\tilde{P}(\text{€})$	0,100	$\Gamma_i^\alpha(adim.)$	0,000 (de 0,9 en 0,9)
$\Gamma_{ij}^{max}(adim.)$	0,60 (gen. eólico) – 0,00(resto gen.)		

Tabla 5.31: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.2.a)

Al aumentar progresivamente la incertidumbre en los costes de producción e incorporando exclusivamente sobre el generador eólico un alto nivel de incertidumbre en cuanto a su máxima capacidad de producción sin implicar a los generadores restantes, vemos cómo dicho generador empieza a disminuir conforme aumentamos la incertidumbre en costes debido a la falta de certeza en sus capacidades máximas.

Esto provoca a niveles generales de mercado que, el precio aumente al disminuirse las cantidades producidas, al tratarse el generador eólico del líder de mercado en la situación planteada. Por el contrario, sus competidores al no contar con dicha incertidumbre en las capacidades máximas de producción, podrán aprovechar para hacerse con mayor cuota de mercado y producir al máximo nivel posible.

A su vez, son beneficiados económicamente debido a qué se debe hacer frente a la demanda y, por tanto, sus beneficios aumentan al tener que fomentar al máximo la producción a causa de la negativa situación que presenta el generador eólico.

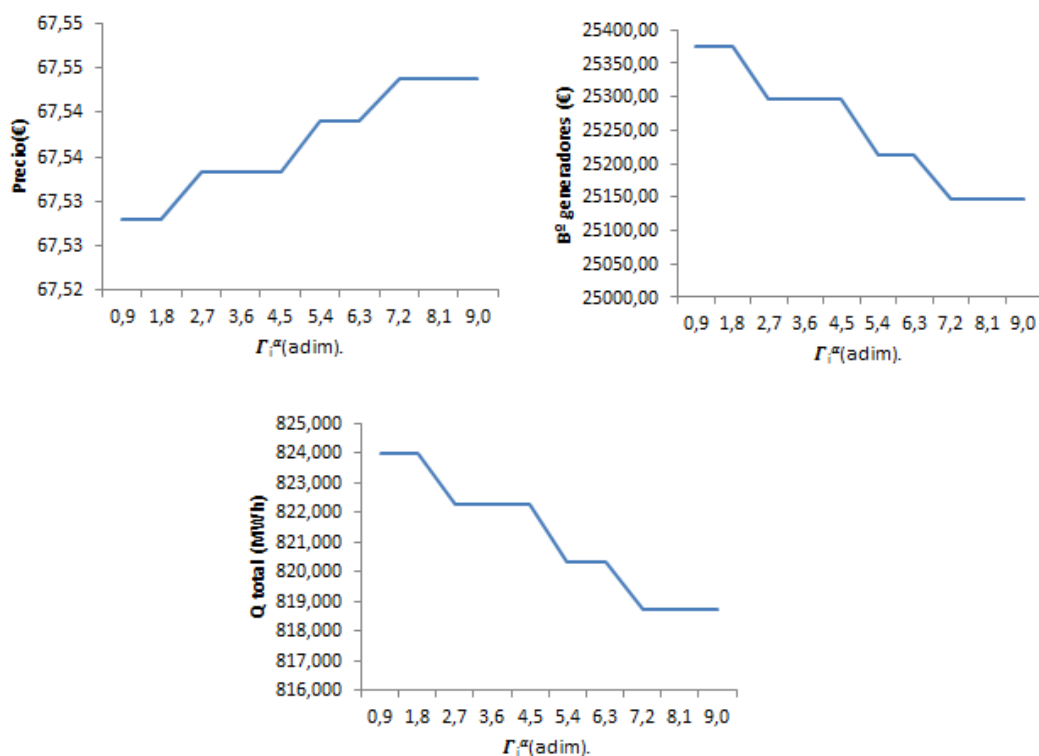


Figura 5.37: Influencia de la incertidumbre en las costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas con generador eólico.

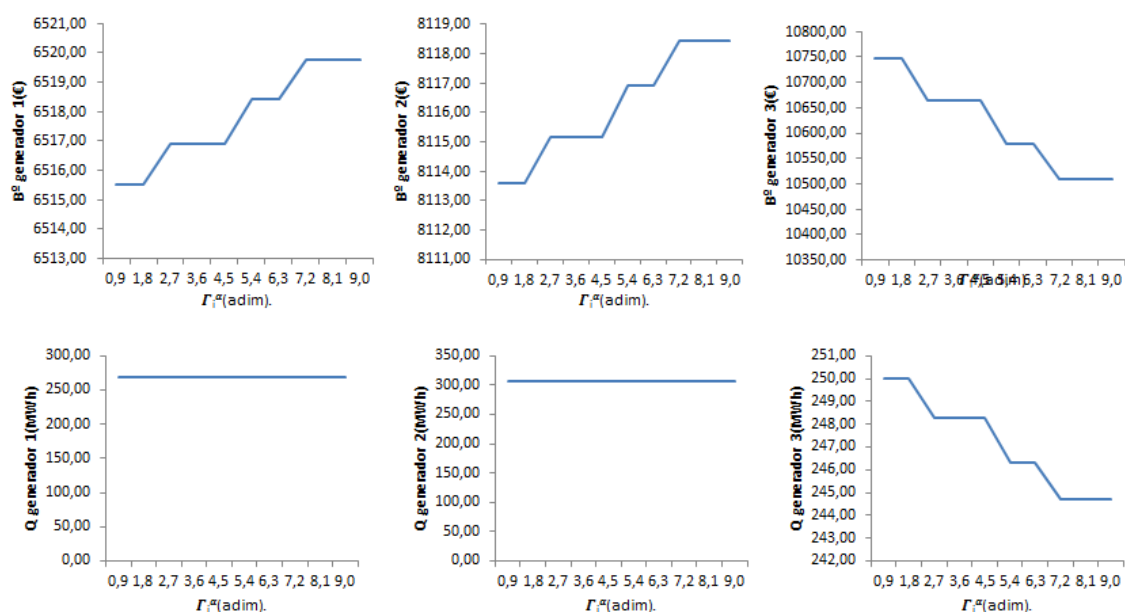


Figura 5.38: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas individualizando en beneficios y cantidades a producir con generador eólico.

- b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda e incorporando exclusivamente en el generador eólico un nivel alto de incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 5.32. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	48,00	\bar{C}_i (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,03 (de 0,01 en 0,01)	Γ_i^α (adim.) - nulo	0,000
P^\wedge (€)	0,100	Γ_i^α (adim.) - bajo	2,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,60 (gen. eólico) – 0,00(resto gen.)	Γ_i^α (adim.) - medio	6,000
\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$	Γ_i^α (adim.) - alto	9,000

Tabla 5.32: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 5.3.2.b)

A medida que aumentamos el número de plantas, observamos que las distintas configuraciones de la variabilidad en la incertidumbre en los costes de producción no producen un cambio significativo sobre el mercado. Sin embargo al añadir la incertidumbre en el generador eólico e ir variando la pendiente de la ecuación de la demanda, se observa como el generador eólico en una situación determinada deja de producir debido a todos estos factores.

No hay una gran diferencia explicable en este caso de estudio entre los estados, solamente por destacar que tanto para niveles bajos, medios y altos el generador tiene el mismo comportamiento que frente al nivel nulo, en donde se retrasa un poco dicho cambio explicado de improductividad.

Este hecho favorece a sus competidores que, como se puede observar en las siguientes gráficas aumentan su beneficio en beneplacito del generador eólico.

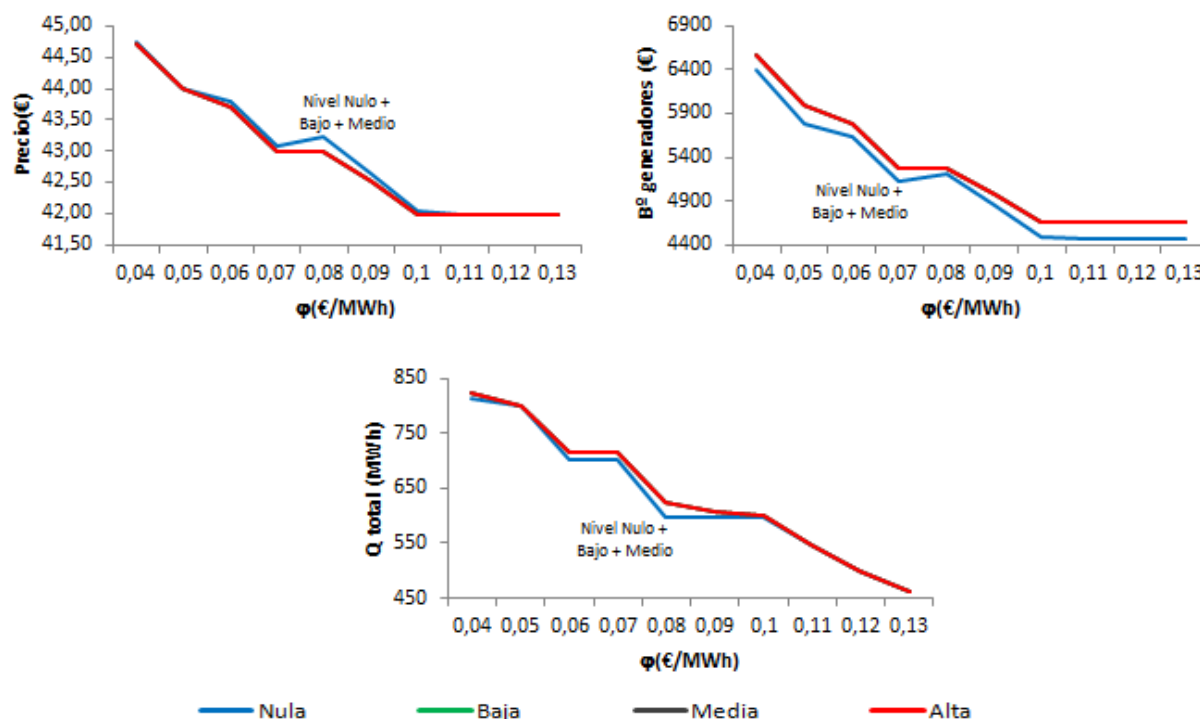


Figura 5.39: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas con generador eólico individualizando en beneficios y cantidades.

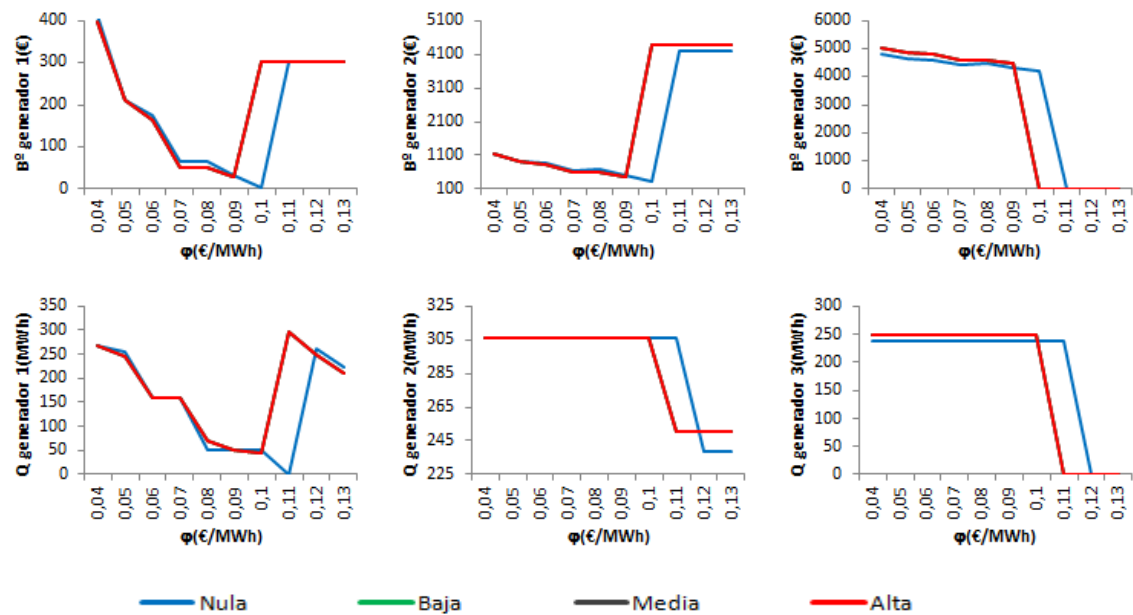


Figura 5.40: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas con generador eólico individualizando en beneficios y cantidades.

Capítulo 6

Conclusiones y líneas de trabajo futuras

6.1. Conclusiones finales sobre los análisis practicados

A continuación, y previo a las conclusiones finales obtenidas de los análisis del capítulo anterior, se comenta cuál va a ser la metodología usada para el detalle y análisis de los resultados anteriores. A modo de resumen, se han empleado tablas que recogen las distintas situaciones experimentadas en cada caso. En cada una de ellas, se designan cuál es la tendencia gráfica que presenta una determinada variable (\blacktriangle =ascendente, \blacktriangledown = descendente), así como para los casos en los que se destaque una cierta anomalía o reflexión que comentar, dicha tendencia será remarcada en naranja de la siguiente manera: \blacktriangle . Por último, y para conocer cuál es el comportamiento del modelo en cuanto a los niveles de incertidumbre, en las tablas respectivas que describan dicha conducta, se clasificarán dichos niveles por orden de aparición del 1 al 4 con una orientación de arriba hacia abajo sobre los gráficos del capítulo anterior.

6.1.1. Conclusiones para el modelo determinista en un mercado monopolista y en competencia perfecta.

Del modelo determinista tanto el estudio para un competidor como para el mercado en competencia perfecta, se arroja la siguiente tabla resumen en la que se muestran en sus filas, las variables que han sido analizadas y en sus columnas los resultados que se obtienen sobre otros conceptos relacionados con el modelo:

		Precio Mercado	Bº Generadores	Cant. Total Produc.
\blacktriangle	Q_{ij}^{max} - cantidades de producción	\blacktriangledown	\blacktriangle	\blacktriangle
\blacktriangle	C_{ij} - costes de producción	\blacktriangle	\blacktriangledown	\blacktriangledown
\blacktriangledown	φ - pendiente demanda	\blacktriangledown	\blacktriangledown	\blacktriangledown
\blacktriangle	ψ - constante demanda	\blacktriangle	\blacktriangle	\blacktriangle

Tabla 6.1: Cuadro orientativo para conclusiones del modelo determinista para un solo productor y en competencia.

1. “A medida que aumentamos positivamente la constante de la curva de la demanda, el precio del mercado, el beneficio individualizado de los generadores y sus cantidades de producción aumentan.”
2. “A medida que aumentamos negativamente la pendiente de la curva de la demanda, el precio del mercado, el beneficio individualizado de los generadores y sus cantidades de producción disminuye.”
3. “Si aumentamos de forma creciente las cantidades máximas de producción de los generadores, el precio del mercado disminuye.”
4. “Si aumentamos positivamente las cantidades máximas de producción de los generadores, el beneficio individualizado de los generadores y su cantidad producida aumenta.”
5. “Si aumentamos los costes de producción de los generadores, el precio del mercado aumenta.”
6. “Si aumentamos los costes de producción de los generadores, el beneficio individualizado de los generadores y su cantidad producida disminuye.”

Con ella y con los posteriores análisis realizados ya incorporando la incertidumbre a las variables de nuestro modelo para determinados escenarios, se busca encontrar conclusiones que nos determinen la factibilidad y veracidad del mismo.

6.1.2. Conclusiones para el modelo robusto en competencia perfecta en un mercado monopolista.

Una vez analizado y sacado conclusiones con respecto al modelo determinista y ya analizado todas las combinaciones indicadas del modelo robusto en el apartado anterior 7.), compararemos ambos modelos.

Para el modelo robusto para un único competidor en el mercado, obtenemos el siguiente análisis gracias a los estudios planteados anteriormente:

		Precio Mercado	Bº Generadores	Cant. Total Produc.
▲	Qmáx producción (Γ_{ij}^{max})	▲	▲	▼
▲	Costes producción (Γ_i^α)	▲	▼	▼
Γ_i^α	Incertidumbre Nula	1	1	1
	Incertidumbre Baja	1	1	1
	Incertidumbre Media	-	-	-
	Incertidumbre Alta	-	-	-
Γ_{ij}^{max}	Incertidumbre Nula	4	4	1
	Incertidumbre Baja	3	3	2
	Incertidumbre Media	2	2	3
	Incertidumbre Alta	1	1	4

Tabla 6.2: Cuadro orientativo para conclusiones del modelo robusto en competencia perfecta en un mercado monopolista.

Conclusiones para el modelo robusto en un mercado monopolista:

1. “El modelo robusto para un sólo productor se comporta de igual forma que el modelo determinista cuando se incorpora la incertidumbre en los costes de producción.”
2. “Para incertidumbre medias-altas en los costes de producción, los monopolios deciden no producir bajo la situación del mercado impuesta donde el precio del mercado no alcanza las mínimas expectativas del monopolios. A menos que aumente el precio, al ser el único competidor, la demanda quedaría insatisfecha.”
3. “Al incorporar la incertidumbre en las cantidades máximas de producción, el único competidor existente en el mercado con el fin de maximizar su función objetivo sube el precio del mercado produciendo menos ante la inestabilidad creada, haciendo que los consumidores tengan que asumir dicho sobre coste en beneplácito del aumento del beneficio individualizado del generador.”
4. “Para incertidumbre bajas en las cantidades máximas de producción, el modelo robusto tiende a comportarse como el determinista. A medida que aumentamos progresivamente la incertidumbre, el sobre coste de esta incertidumbre para un mercado monopolista es soportada por los consumidores.”

6.1.3. Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel bajo plantas productivas.

Una vez aumentamos el número de competidores bajo el modelo robusto, llegamos al siguiente análisis, llegando a las posteriores conclusiones frente al modelo determinista:

1. “Si aumentamos el número de competidores con incertidumbre en las cantidades máximas de producción, el modelo robusto arroja las mismas soluciones que en el caso de un mercado monopolista”.
2. “Si aumentamos el número de competidores con incertidumbre en los costes de producción, el modelo robusto se comporta de tal manera que los líderes del mercado aumentan su beneficio en beneplácito de sus seguidores.”
3. “Para cualquier estado de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción de cada productor, no hay prácticamente variación significativa entre ellas comportándose de igual forma. Esto se debe a que a los competidores líderes del mercado tomaran aquellas cantidades a producir conforme a su función objetivo, dejando el restante para sus seguidores”.
4. “Para incertidumbres altas y bajas en los costes de producción, el modelo robusto se comporta de forma similar, sin embargo para incertidumbres medias, toma una posición en el mercado distinta debido a una variabilidad que los competidores líderes no saben cómo estimar correctamente en beneplácito de sus seguidores que toman mayor cuota de mercado.”

		Precio Mercado	Bº Generadores	Cant. Total Produc.
▲	Qmáx producción (Γ_{ij}^{max})	▲	▲	▼
▲	Costes producción (Γ_i^a)	▲	▲	▼
Γ_i^a	Incertidumbre Nula	4	1	1
	Incertidumbre Baja	2	2	2
	Incertidumbre Media	1	3	3
	Incertidumbre Alta	4	1	1
Γ_{ij}^{max}	Incertidumbre Nula	1	1	1
	Incertidumbre Baja	1	1	1
	Incertidumbre Media	3	3	3
	Incertidumbre Alta	2	2	2

Tabla 6.3: Cuadro orientativo para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel bajo plantas productivas.

6.1.4. Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel medio en plantas de producción.

Con el fin de ver el grado de afectación que podría llegar a tener el número de plantas de producción en el mercado, aumentamos hasta un nivel medio del mismo por cada generador para ver su factor en el análisis. En este caso y frente al estudio anterior, las conclusiones que podemos sacar en su comparación son:

1. “El aumento gradual en la variabilidad de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción para sus cuatro estados hace que para cambios muy fuertes en la pendiente de la curva de la demanda, los competidores líderes del mercado asuman más riesgos en su función objetivo con el fin de no perder demasiada cuota de mercado frente a sus seguidores.”

2. “Si aumentamos el número de plantas productivas en un mercado con un nivel de competencia baja, variando la incertidumbre en las cantidad máximas de producción, se observa como el beneficio total de los generadores se reduce puesto que los líderes del mercado no saben bien cómo distribuir su función objetivo en cuanto a niveles de producción. Es en esta situación donde sus seguidores toman ventaja de la misma, aumentando su beneficio en favor de estos.”
3. “El aumento gradual en la variabilidad de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción para sus cuatro estados hace que para cambios muy fuertes en la pendiente de la curva de la demanda, los competidores líderes del mercado asuman más riesgos en su función objetivo con el fin de no perder demasiada cuota de mercado frente a sus seguidores.”
4. El aumento gradual en la variabilidad de la incertidumbre en los costes de producción para sus cuatro estados provoca que los competidores líderes del mercado adopten una posición más competitiva frente a sus seguidores con el fin de no perder cuota de mercado y disminuir sus ganancias frente a competidores que están dispuestos a asumir dicho riesgo en costes.”

		Precio Mercado	Bº Generadores	Cant. Total Produc.
▲	Qmáx producción (Γ_{ij}^{max})	▲	▼	▼
▲	Costes producción (Γ_i^a)	▲	▲	▼
Γ_i^a	Incertidumbre Nula	4	1	1
	Incertidumbre Baja	2	2	2
	Incertidumbre Media	1	3	3
	Incertidumbre Alta	4	1	1
Γ_{ij}^{max}	Incertidumbre Nula	4	4	4
	Incertidumbre Baja	1	1	1
	Incertidumbre Media	2	2	2
	Incertidumbre Alta	2	2	2

Tabla 6.4: Cuadro orientativo para el modelo robusto en un mercado en competencia perfecta con nivel bajo de competidores y un nivel medio en plantas de producción.

6.1.5. Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y plantas de producción, incorporándose el generador eólico en lugar de una central genérica (ver Nota(1)).

En este caso, compararemos el modelo en competencia imperfecta, donde se incorpora un generador eólico eliminándose un líder del mercado, con el modelo de competencia perfecta fijado anteriormente en cuanto a niveles de competidores y plantas de producción.

		Precio Mercado	Bº Generadores	Cant. Total Produc.
▲	Costes producción (Γ_i^α)	▲	▼	▼
Γ_i^α	Incertidumbre Nula	3	1	1
	Incertidumbre Baja	3	1	1
	Incertidumbre Media	2	1	1
	Incertidumbre Alta	1	2	2

Tabla 6.5: Cuadro orientativo el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y plantas de producción.

1. “En términos generales, el generador eólico no presenta gran aversión al riesgo para la variabilidad en la incertidumbre en costes, mientras que su comportamiento es totalmente diferente cuando se presenta incertidumbre en las capacidades máximas de producción, donde reduce considerablemente su beneficio y producción.”
2. “Los competidores del generador eólico aprovechan dicha aversión a la incertidumbre en cantidades máximas de producción para ganar cuota de mercado y aumentar sus beneficios y cantidades de producción.”
3. “La incorporación del generador eólico en el modelo robusto no implica grandes variaciones en cuanto a tendencias de precio, beneficio total de generadores y cantidad total del mercado dados bajo el comportamiento del modelo determinista.”
4. “Para niveles altos de incertidumbre en costes de producción, los competidores del mercado tienen menor aversión a dicha influencia ya que los líderes del mercado (en este caso, el generador eólico) pierden participación en el mercado haciendo que sus competidores la aumenten.”

6.1.6. Conclusiones para el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y medio plantas de producción.

Con el fin de ver el grado de afectación que podría llegar a tener el número de plantas de producción en el mercado, aumentamos hasta un nivel medio del mismo por cada generador para ver su factor en el análisis, así como se compara con el modelo robusto sin inclusión del generador eólico en cuanto a niveles de competidores y plantas de producción:

		Precio Mercado	Bº Generadores	Cant. Total Produc.
▲	Costes producción (Γ_i^α)	▲	▼	▼
Γ_i^α	Incertidumbre Nula	2	2	1
	Incertidumbre Baja	1	1	2
	Incertidumbre Media	2	2	1
	Incertidumbre Alta	2	2	1

Tabla 6.6: Cuadro orientativo para el modelo robusto en un mercado en competencia imperfecta con nivel bajo de competidores y medio plantas de producción.

6.1.1. “Cuando se aumenta el número de plantas de producción con el mismo nivel de competidores, el generador eólico presenta una mayor aversión a la incertidumbre en las capacidades máximas de producción. Ello le hace perder beneficios en beneplácito de sus competidores que los ven aumentados.”

6.2. Conclusiones finales respecto de los objetivos del Proyecto

- Correcta adaptación a problemas deterministas (sin incertidumbre).
- Correcta adaptación a problemas con incertidumbre en mercados con competidores similares.
- Mejores estrategias en determinados mercados con incertidumbre y con competidores similares que en modelo determinista.
- Simplicidad en las variables que afectan al modelo con/sin incertidumbre.
- Difícil adaptación del modelo a situaciones reales de otros mercados.
- No soporta condiciones complejas.
- Mayor cuota de generación del régimen especial.
- Mejoraría el grado de dependencia energética de ciertos países en cuanto a determinadas materias primas de consumo como el petróleo, el gas o el carbón.
- Método sólo aplicado y validado para el mercado diario del sector eléctrico.
- Reducción de los precios y en consecuencia, menor porcentaje de impuestos y gravámenes soportados por los consumidores

6.3. Conclusiones finales respecto del desarrollo del Proyecto

El proyecto podría haberse extendido hacia múltiples vías de estudio. Sin embargo, con el fin de dar una visión genérica, amplia y fácil de entender, se ha optado por no complicar su validación frente a otros métodos de resolución como podrían ser el probabilístico o el estocástico. Sin duda, hubiera sido un punto a sumar el ampliar dicho nivel de riqueza al proyecto comparándolo frente a ellos, así como el estudio de un mayor abanico de escenarios del mismo. Sin embargo, dicha validación y análisis en mayor detalle claramente sería una nueva línea de investigación a realizar en el futuro.

6.4. Conclusiones finales respecto del contenido didáctico

La aplicación de los contenidos teóricos aplicados en el proyecto tiene un carácter puramente didáctico y de investigación. Para su correcto análisis e implementación en el modelo representado, se ha necesitado de cierto tiempo para su comprensión, así como de una búsqueda exhaustiva de soluciones viables para el mismo, tanto para el software como para las técnicas desarrolladas. Desde el punto de vista académico, permite la revisión y puesta en marcha de conceptos estudiados durante la carrera, permitiendo analizar en mayor detalle y bajo una perspectiva diferente los conceptos estudiados. Para un mayor detalle de los conceptos aplicado y su vinculación desde el punto de vista académico, consulte el apartado 6.8.

6.5. Análisis PESTL (político, económico, sociocultural, tecnológico y legal)

La implantación de este modelo en el mercado eléctrico español supondría un fuerte impacto en todo el ámbito nacional e internacional. Términos macroeconómicos como el PIB, la inflación, las inversiones extranjeras, las exportaciones/importaciones, el gasto público etcétera, como términos empresariales como el crecimiento del sector de las energías renovables, la competitividad del mercado, desarrollo en I+D+i ,etcétera que, serían algunos de los muchos factores que intervendrían en la implantación del modelo en la realidad.

Por ello, analizaremos desde una perspectiva muy global su implantación desde cinco puntos:

- Político: desarrollo de nuevas políticas y estatutos en los organismos públicos encargados de ellos que permitan la aceptación, desarrollo y puesta en marcha por parte de los agentes sociales a los que apliquen las nuevas reglas de mercado para el sector eléctrico.
- Económico: dichas nuevas reglas deben de definir una situación de mercado beneficiosa para todos los agentes partícipes en el mercado, intentando que el reparto sea el más equitativo posible entre los mismos. El Estado deberá realizar un análisis macroeconómico de la viabilidad de este proyecto, así como las propias generadoras eléctricas internamente.
- Sociocultural: este cambio provoca un choque cultural en cuanto a cómo se venían haciendo las cosas en el mercado actual. La aplicación de un modelo que provoca un beneficio por igual, tanto para consumidores como productores supone que las grandes empresas generadoras cedan parte de su producción a los competidores potenciales del mercado que lideran.
- Tecnológico: la apertura al mercado de nuevas tecnologías permitirán un avance importante en la generación de energía desde un método más sostenible y ambiental, pudiendo reemplazar los métodos de generación con peor rendimiento con una mayor facilidad y rapidez hacia otros más eficientes.
- Legal: desarrollo de leyes que definan, justifiquen y penalicen las reglas marcadas en el mercado.

No se trata de una decisión fácil de tomar puesto que, aunque aquí solo se mencionan levemente ciertos aspectos a tener en cuenta, se debe realizar un análisis en mayor profundidad de todos los posibles efectos y consecuencias sobre todos los partícipes de su implantación.

Dicho análisis no es el motivo esencial del presente documento pero, sin embargo para su mejor comprensión, se hace necesario hacer mención a ello mediante un análisis DAFO del mismo que a continuación mostramos donde se tienen en cuenta algunas de estas circunstancias:

6.6. Análisis DAFO del modelo aplicado.

DEBILIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> – Análisis con pocos factores con incertidumbre interviniendo en el mercado. – Poco realismo en la simulación al sólo considerar ciertos parámetros críticos en el mercado. – Difícil adaptación a otros problemas u sectores. – Baja aceptación a la aplicación por parte de los agentes que intervienen en el mercado de este modelo. 	<ul style="list-style-type: none"> – Factores políticos que hacen peligrar su aplicación. – Competidores no aceptan las nuevas reglas del modelo. – Factores macroeconómicos. – Rentabilidad de su implementación. – Origen de plantas poco productivas. – Productores muy afectados por los costes de producción.
FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> – Mayor diversificación de la producción de energía. – Modelo con buena respuesta a parámetros con incertidumbre. – Buena respuesta a mercados con iguales o distintas características entre competidores. – Resultados con clara orientación al beneficio social y de los productores. 	<ul style="list-style-type: none"> – Nuevos equilibrios más rentables para los productores – Nuevos equilibrios más rentables para los consumidores – Nuevas formas de producción de la energía. – Uso de otras formas de generación de la energía en especial, las renovables. – Reducción de los gases de efecto invernadero. – Mayor peso del sector industrial en el PIB nacional. – Decremento de los precios de mercado.

Tabla 6.7. Análisis DAFO del proyecto

6.7 Líneas de trabajo futuras.

Este proyecto sería la base de un proyecto de mayor envergadura, que consiste modelar las ofertas de todas las unidades de generación del mercado eléctrico español, para así poder adaptar y optimizar las ofertas de las centrales pertenecientes a la empresa con los datos resultantes del modelo.

Una vez alcanzados los objetivos principales de este proyecto (entender y caracterizar el modelo robusto descrito), el siguiente paso sería comenzar a crear el modelo desde un punto de vista totalmente real y con un mayor detalle en cuanto a las distintas variables que podrían llegar a ser motivantes de nuevos equilibrios de mercado como podrían ser la incertidumbre en el precio del mercado, distintas configuraciones de las cantidades máximas y costes de producción de cada generador en sus respectivas plantas productivas, etcétera.

Partiendo de este último punto, sería muy conveniente realizar una mayor comparativa de los parámetros disponibles (incluyendo los valores de las restricciones), aplicando otras combinaciones de los mismos, y/o modificando sus valores de tal forma que permitan explorar el modelo de una forma más exhaustiva.

A su vez, se podrían incluir otros factores que condicionan el mercado como la situación económica de un país o simplemente las distintas restricciones que en cualquier momento pudiera llegar a tener tanto los consumidores, los generadores o el propio mercado.

También la comparativa de este mismo modelo planteado frente a otros métodos como podría ser los modelos estocásticos podría ser una posible línea de investigación futura con el fin de hacer confluir ambos métodos que permita tener un amplio conocimiento sobre lo que en un futuro pudiese llegar a pasar en el mercado eléctrico.

La aplicación hacia otros ámbitos como el financiero, el cual está actualmente en pleno cambio tanto económico como tecnológico, también sería uno de los posibles campos de exploración de este mismo trabajo.

Por último y ante la posibilidad de que dicho modelo pudiera llegar a aplicarse, se debería realizar un análisis financiero detallado de la rentabilidad de su implantación en cuanto a posibles ingresos a futuro y los sobrecostes que éste mismo originaría, así como un análisis de las ventajas y desventajas en todo su conjunto: político, sociocultural, tecnológico y, otros factores (PESTL).

6.8. Vinculación académica de los conocimientos aplicados en el proyecto.

Conocimientos aplicados	Página doc.:	Titulación	Asignatura	Curso	Cuatrimestre
Mercado Eléctrico: agentes, tipologías,...	25-34	Ing. Sup. Industrial	Ingeniería Energética	5	2º
Situación actual del sector energético.	34-39	Ing. Sup. Industrial	Ingeniería Energética	5	2º
Seguimiento del proyecto.	48-56	Ing. Sup. Industrial	Proyectos	4	2º
Modelos de Optimización.	40-44	Ing. Sup. Industrial	Optimización y Simulación Numérica	4	1º
Condiciones KKTs.	45-46	Ing. Sup. Industrial	n.a.	-	-
Equilibrio de Nash.	47	Ing. Sup. Industrial	Métodos Cuantitativos de la Ingeniería I	4	1º
Análisis PESTL + DAFO.	113-114	Ing. Sup. Industrial	Dirección Comercial	5	1º
Ciclo PDCA.	20-21	Ing. Sup. Industrial	Gestión de aprovisionamientos	5	1º

Tabla 6.8. Vinculación académica de los conocimientos aplicados en el proyecto.

Capítulo 7

Bibliografía

Artículos y libros utilizados para la realización del proyecto:

- [1] Dimitris Bertsimas, Melvyn Sim. - **“The Price of Robustness.”** Vol. 52, No.1, Enero-Febrero 2014, Instituto de Tecnología de Massachusetts, Massachusetts, Estados Unidos, pp. 35-53.
- [2] Steven A. Gabriel, Antonio J. Conejo, J. David Fuller, Benjamin F. Hobbs, Carlos Ruiz. **“Complementarity Modeling in Energy Markets”**. Chapter 4 “Equilibria and Complementary problems” pp.127- 177
- [3] C. Ruiz, A.J. Conejo, R. García- Bertrand. **“Some analytical results pertaining to Cournot Models for short-term electricity markets.”** Artículo publicado en Febrero 2008, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Castilla - La Mancha, España, pp. 1-7.
- [4] C. Ruiz, A.J. Conejo, R. Arcos. **“Some analytical results on conjetural variation models for short-term electricity markets.”** Artículo publicado en IET Gener. Transm. Distrib., 2010, Vol.4, Iss. 2, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Castilla - La Mancha, España, pp.257-267.
- [5] Carlos M.J , Mocholí M., Navarro V. Sanchís V., Sala R. **“Aplicaciones económicas de la optimización robusta.”** Departamento de Economía Financiera y Matemática, Universidad Valencia, España.
- [6] Tutorial by Richar E. Rosenthal. **“GAMS – User’s Guide.”** GAMS Development Corporation, Washington DC, United States.
- [7] Michael C. Ferris., Todd S. Munson. **“PATH 4.7.”** GAMS Development Corporation, Washington DC, United States.
- [8] Casassus T., Mocholí M., Sanchís V., Sala R. **“Optimización Económica con GAMS”** Departamento de Economía Financiera y Matemática, Universidad Valencia, España.
- [9] Dimitris Bertsimas, Dessislava Pachamanovab, Melvyn Sim. **“Robust linear optimization under general norms.”** Operations Research Letters 32 (2004) 510 – 516
- [10] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. **“Plan de Ahorro y de Eficiencia Energética 2011 – 2020.”**
- [11] Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad, OMIE. **“Evolución del mercado de la energía eléctrica – Enero 2014”**
- [12] Observatorio Industrial del Metal. **“Los grandes consumidores de energía eléctrica: coste y eficiencia energética”**
- [13] David Robinson. **“Análisis comparativo de los precios de la electricidad en la Unión Europea: Una perspectiva española”**
- [14] Comisión Nacional de Energía **“Precios y Costes de la Generación Eléctrica – 2008”**
- [15] Comisión Nacional de Energía **“Informe de Supervisión del Mercado Peninsular Mayorista al contado de electricidad – Marzo 2013”**
- [16] Luis Agosti, A. Jorge Padilla, Alejandro Requejo **“El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados”**. LECG Consulting Spain.

[17] Comisión Nacional de Energía. **“Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad Marzo-Abril 2013”**. Publicado en Junio 2013.

[18] Ben Tal, A., A. Nemirovski, 1998 **“Robust convex optimization”**. Math Oper. Res. 23 769-805.

[19] Ben Tal, A., A. Nemirovski, 1999 **“Robust solutions to uncertain programs”**. Math Oper. Res. Lett 25 1-13.

[20] Ben Tal, A., A. Nemirovski, 2000 **“Robust solutions of linear programming problems contaminated with uncertain data”**. Math Programming 88 411-424.

[21] Soyster, A. L. 1973. **“Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming”**. Oper. Res. 21 1154-1157.

Algunos links de interés utilizados para la realización del proyecto:

[22] OMIE – Operador Mercado Ibérico Electricidad - <http://www.omie.es>

[23] IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - <http://www.idae.es>

[24] EUROSTAT – Oficina Europea de Estadística - <http://ec.europa.eu>

[25] REE – Red Eléctrica España - www.ree.es

[26] MITyC – Ministerio de Industria, Turismo y Energía - www.minetur.gob.es

[27] CNE - Comisión Nacional de Energía - <http://cne.es>

[28] Mapa de la distribución de las generadoras eléctricas en España –
<http://tarifasgasluz.com/electricidad/mapa-de-distribucion>

[29] INEGA – Instituto Energético de Galicia - www.inega.es

[30] BOE – Boletín Oficial del Estado – Reglas del mercado eléctrico en la generación.
<http://www.boe.es/boe/dias/2014/01/30/pdfs/BOE-A-2014-916.pdf>

[31] Multiplicadores de Lagrange –
http://es.wikipedia.org/wiki/Multiplicadores_de_Lagrange

[32] Equilibrio de Nash o de Cournot –
http://es.wikipedia.org/wiki/Equilibrio_de_Nash



Capítulo 8

Anexos

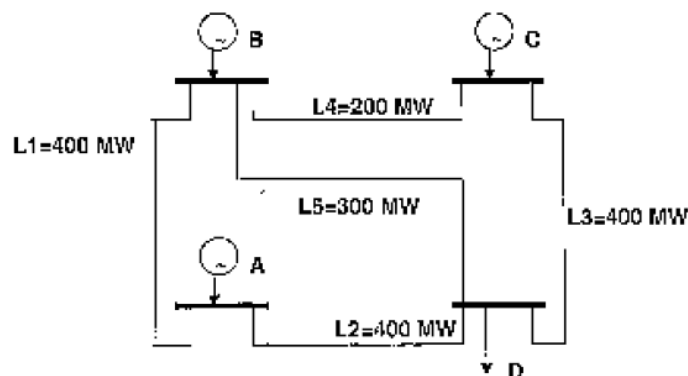
8.1. EXAMEN: INGENIERIA ENERGÉTICA (06/2012)

UC3M Ingeniería Superior Industrial

Un sistema eléctrico se organiza mediante un mercado competitivo según el modelo español, donde deben acudir tanto los generadores como los distribuidores con ofertas de venta y compra de energía respectivamente. Para una hora determinada las ofertas son las siguientes:

Unidad A		Unidad B		Unidad C		Distribuidora D	
MWh	€/MWh	MWh	€/MWh	MWh	€/MWh	MWh	€/MWh
100	63	200	67	100	66	500	100
200	64	100	69	200	71	100	90
100	68	100	70	100	72	100	70
						200	67

- Utilizando el algoritmo de casación simple calcular la programación de la generación en esa hora, indicando:
 - Energía casada total.
 - Precio marginal horario del sistema.
 - Energía producida por cada unidad generadora.
 - Coste total del programa.
- Tras el mercado de casación, el Operador del Sistema verifica las restricciones técnicas del sistema eléctrico para el estado normal y ante el fallo de líneas de transporte. Indicar:
 - El nuevo programa de generación (PVP).
 - El sobrecoste de la solución de restricciones.



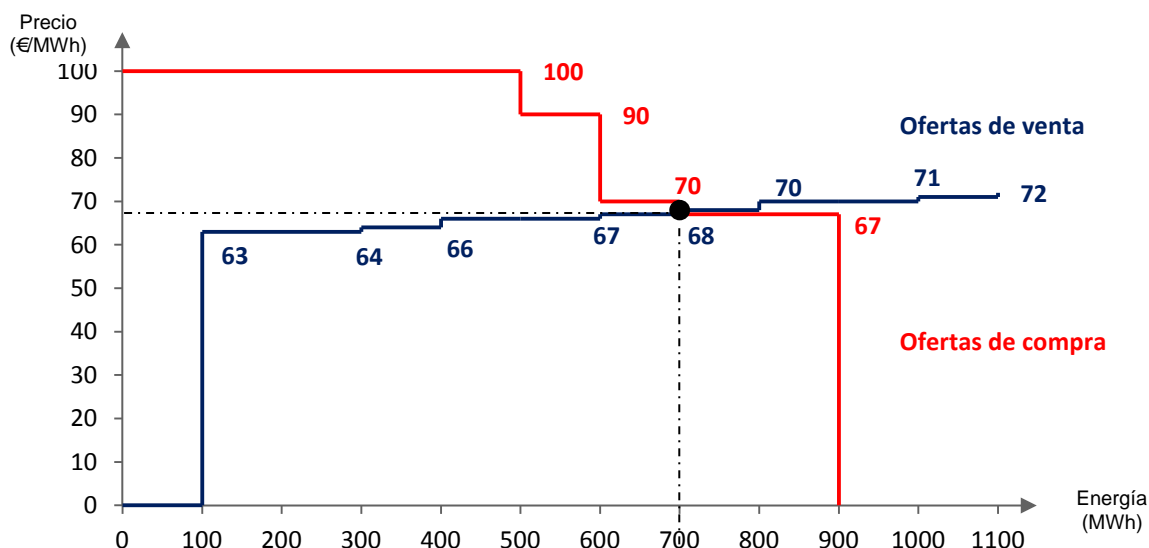
- Una vez efectuada la resolución de las restricciones, los agentes del mercado acuden a la primera sesión del mercado intradiario. Se presentan las ofertas de venta y compra de energía indicadas en la tabla siguiente y se pide calcular:

	Unidad A		Unidad B		Unidad C		Comercializadora D	
	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)
Venta					100	78	100	71
					50	80	50	81
Compra			200	79				
			100	75				

- La nueva programación de energía tras la resolución del mercado intradiario.
- Precio marginal del mercado intradiario.
- Energía casada, detallando las ofertas de compra y venta casadas.
- Ingresos y pagos finales de todas las unidades

SOLUCION AL PROBLEMA

- Ordenando las ofertas de venta de menor a mayor, y las ofertas de compra a la inversa, el resultado de la casación es:



- Energía casada: 700 MWh
- Precio marginal: 68 €/MWh
- A= 400 MWh; B= 200 MWh; C=100 MWh;
- Coste total del programa= 700 MWh * 68 €/MWh= 47.600 €

- En estado normal, no hay sobrecargas.

Análisis de contingencias:

#Linea1 No SC

#Linea2 SC (20% de Linea4 y Linea5)

(se supone reparto de cargas proporcional a la carga de las líneas: L4=360MW, L5=240MW)

#Linea3 No SC

#Linea4 No SC

#Linea5 No SC

Solución:

A+B ≤ 500 MW

Redespachamos C con 100 MWh a 71 €/MWh

- El resultado del PVP es:

A= 300 MWh (-100)

B= 200 MWh

C= 200 MWh (+100)

- Sobrecoste: 100 MWh* (71-68) €/MWh= 300€

*Comprobamos que este Nuevo PVP es viable en estado normal y ante contingencias simples

3. Tras la resolución del mercado intradiario, el PHF queda constituido de la siguiente forma:

	Unidad A	Unidad B	Unidad C	TOTAL	Comerc. D
Hora(MWh)	300	0	300	600	600

a) Precio de casación (PMI)= 78€/MWh

b) La energía casada es de 200 MWh

Ofertas de venta casadas: C (100MWh), D(100MWh).

Ofertas de compra casadas: B (-100 MWh)

c) Ingresos de las diferentes unidades de producción:

Mercado diario + restricciones +intradiario

A: $(400 \text{ MWh} * 68 \text{ €/MWh}) - (100 \text{ MWh} * 68 \text{ €/MWh}) = 20.400 \text{ €h}$

B: $(200 \text{ MWh} * 68 \text{ €/MWh}) - (200 \text{ MWh} * 78 \text{ €/MWh}) = -2.400 \text{ €h}$

C: $(100 \text{ MWh} * 68 \text{ €/MWh}) - 100 \text{ MWh} * (78+71 \text{ €/MWh}) = 22.700 \text{ €h}$

TOTAL: $20.400 - 2.000 + 21.700 = 40.100 \text{ €h}$

Pagos de la comercializadora: Mercado diario + restricciones + intradiario

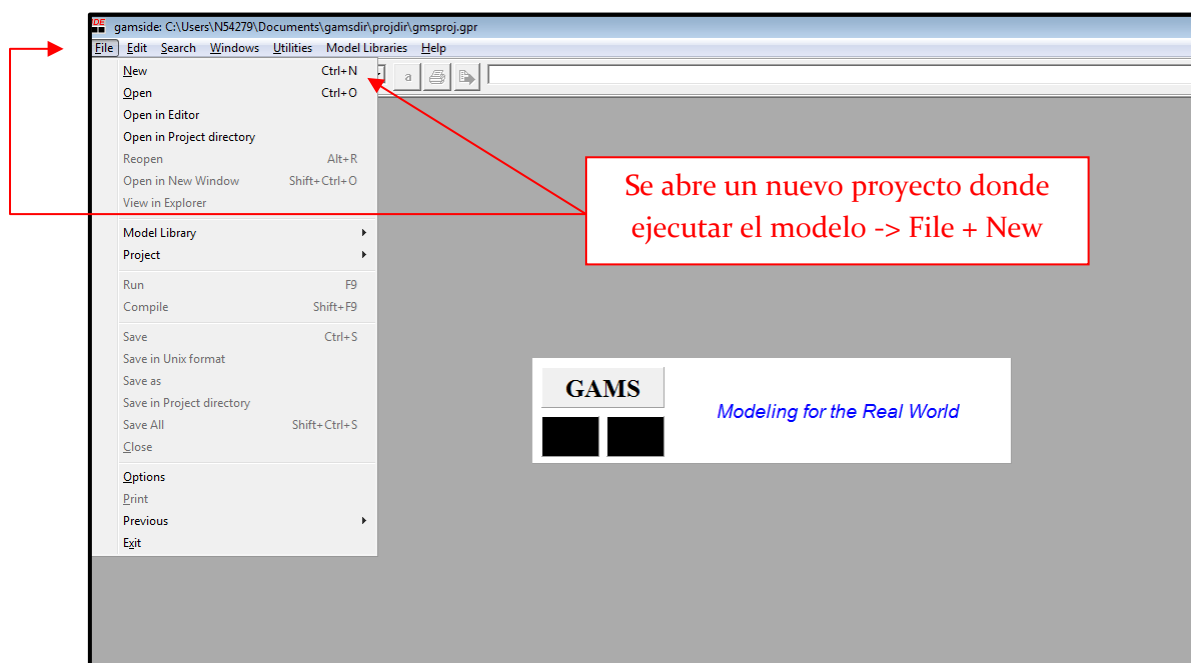
D: $700 \text{ MWh} * 68 \text{ €/MWh} + 100 * (71-68) \text{ €/MWh} - 100 \text{ MWh} * 78 \text{ €/MWh} = 40.100 \text{ €h}$

8.2. Manual de usuario para implementación del modelo en GAMS.

A continuación, se muestra una guía para el usuario con el fin de que pueda implementar correctamente el modelo desarrollado. En rojo, se detallan los pasos que los mismos deben ejecutar para dicha objetivo:



Haciendo doble clic en el icono del software, el usuario tendrá permiso para ejecutar el modelo. Para ello, primeramente tendremos que crear un nuevo proyecto donde codificar el modelo.




```
***** DECLARACIÓN DE OPCIONES DE GAMS *****
$OFFSYMREF
$OFFSYMLIST

option limrow=0;
option limcol=0;
option solprint=on;
option sysout=off;

option LP=CPLEX
option MIP=CPLEX;
option NLP=CONOPT;
option MINLP=DICOPT;
option OPTCR=0;
option MCP=PATH;
```

Son parámetros que permiten declarar las opciones de GAMS para la resolución del modelo. El usuario no debe modificar ninguna de ellas puesto que supondría que el modelo no funcionase correctamente

```
***** DECLARACIÓN DE SETS *****
* Los Sets son los parámetros que definen el problema en cuanto a productores*
*y plantas de producción*

Sets
i generador eléctrico de un determinado mercado /i1,i2,...i(n)/
j planta de producción perteneciente a un determinado generador eléctrico /j1,j2,...j(m)/
iter número de iteraciones que se quieren realizar sobre un mismo análisis /1,2,...h/
```

El usuario para cada mercado que quiera simular deberá implementar los sets, es decir, incorporar las plantas que correspondan a los generadores que considere dentro del mismo.

```
***** DECLARACIÓN DE CONSTANTES *****
Scalar
null valor nulo /0/
constante constante de la curva de oferta del mercado /45/
pendiente pendiente de la curva de oferta del mercado /0.03/
iteropcion1/1/
iteropcion2/2/
...
iteropcion"n"/n/;
```

El usuario imputará los valores para la constante y la pendiente que determine la curva de la demanda del mercado, así como "n" variables constantes según las veces que se quiera iterar en los distintos análisis.

***** DECLARACIÓN DE PARÁMETROS DE ENTRADA *****

Table qmax(i,j) máxima cantidad de energía eléctrica que puede producir el generador "i" en la planta "j"

```

      j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;
```

Table qmax2(i,j) grado de incertidumbre que damos a la cantidad máxima de producción del generador "i" para su planta "j".

```

      j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;
```

Table gamma(i) número de las variables con incertidumbre a las que damos variabilidad no certera para el productor "i" para sus costes y obtención del precio del mercado.

```

i1  ...  x1
...
in  ...  xn;
```

Table gamma2(i,j) grado de variabilidad no certera que damos a cada cantidad máximas de producción del generador "i" en su planta "j".

```

      j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;
```

Table coste(i,j) coste por unidad producida de generador "i" en la planta "j"

```

      j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;
```

Table coste2(i,j) grado de incertidumbre que damos a los costes de cada generador

```

      j1  j2  ...  jm
i1  x11  x12  ... x1m
...
in  xn1  xn2  ... xnm;
```

Parameter P2 incertidumbre en el precio de casación del mercado /xxx/;

El usuario debe incorporar según los productores y las plantas de producción que estos consideren para el mercado los valores para las cantidades máximas de producción de cada una de ellas (con su respectiva incertidumbre), los costes de cada una de ellas (con su respectiva incertidumbre), la incertidumbre que se tienen en el precio del mercado y el grado de variabilidad en la incertidumbre tanto para los costes y precio (Γ_i^a) como en las cantidades máximas de producción.



***** DECLARACIÓN DE VARIABLES A RESOLVER *****

Variables

$q(i,j)$	cantidad producida por el generador "i" en la planta "j"
$z(i)$	Variable auxiliar 1 del problema.
$zmax(i,j)$	Variable auxiliar 2 del problema.
$Pprecio(i)$	variable dual para la incertidumbre en el precio del mercado
$Pcoste(i,j)$	variable dual para la incertidumbre en los costes de producción
$Pmax(i,j)$	grado de incertidumbre que damos al precio del mercado
beneficio	mejor solución posible bajo las condiciones y el modelo impuesto
precio	precio del mercado
beneficio(i)	beneficios de cada productor
beneficiosocial	beneficio social del mercado
contador	contador para realizar las distintas iteraciones sobre los análisis;

***** DECLARACIÓN DE VARIABLES POSITIVAS DE LAS CONDICIONES KKTs *****

Positive variables

$\mu_1(i,j)$	variable para kkt de la restricción: instalación
$\mu_2(i)$	variable para kkt de la restricción: dual1
$\mu_3(i,j)$	variable para kkt de la restricción: dual2
$\mu_4(i,j)$	variable para kkt de la restricción: dual3
$\lambda_1(i)$	variable para kkt de la variable: $z(i)$
$\lambda_2(i,j)$	variable para kkt de la variable: $zmax(i,j)$
$\lambda_3(i)$	variable para kkt de la variable: $Pprecio(i)$
$\alpha_1(i,j)$	variable para kkt de la variable: $Pcoste(i,j)$
$\alpha_2(i,j)$	variable para kkt de la variable: $Pmax(i,j)$
$\alpha_3(i,j)$	variable para kkt de la variable: $q(i,j)$;

***** DECLARACIÓN DE LAS ECUACIONES DEL MODELO *****

Equations

instalación restricción que no sobrepase la instalación de cada generador

restricdual1 restricciones de no negatividad

restricdual2 restricciones duales 2

restricdual3 restricciones duales 3

otrasrestric1 restricciones no negativa 6

otrasrestric2 restricciones no negativa 7

otrasrestric3 restricciones no negativa 8

otrasrestric4 restricciones no negativa 9

otrasrestric5 restricciones no negativa 10

otrasrestric6 restricciones no negativa 11

condicionkkt1 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: $z(i)$

condicionkkt2 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: $zmax(i,j)$

condicionkkt3 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: $Pprecio(i)$

condicionkkt4 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: $Pcoste(i,j)$

condicionkkt5 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: $Pmax(i,j)$

condicionkkt6 restricción para la derivada de la func.lagrangiana en la variable: $q(i,j)$

condicionmercado condición del mercado para el análisis del proyecto

beneficios restricción para el cálculo del beneficio de cada productor

benefsocial beneficio social del mercado: productores + distribuidores;

***** ECUACIONES Y RESTRICCIONES DEL MODELO *****

```

condicionmercado.. precio=e= constante - pendiente*sum((i,j),q(i,j));
beneficios(i)..      beneficio(i)=e= precio*sum((j),q(i,j)) - sum((j),coste(i,j)*q(i,j));
benefsocial..        beneficiosocial=e= ((constante - precio)*sum((i,j),q(i,j)))/2 +
                        sum(i,beneficio(i));

instalación(i,j)..   -q(i,j) + qmax(i,j) - gamma2(i,j)*zmax(i,j) - Pmax(i,j)=g= null;
restricdual1(i)..     -z(i) -Pprecio(i) + sum((j),q(i,j))*P2=g= null;
restricdual2(i,j)..   -z(i) -Pcoste(i,j)+ coste2(i,j)*q(i,j)=g= null;
restricdual3(i,j)..   -zmax(i,j) - Pmax(i,j) + qmax2(i,j)=g= null;

otrasrestric1(i)..    z(i)=g=null;
otrasrestric2(i,j)..  zmax(i,j)=g=null;
otrasrestric3(i)..    Pprecio(i)=g=null;
otrasrestric4(i,j)..  Pcoste(i,j)=g=null;
otrasrestric5(i,j)..  Pmax(i,j)=g=null;
otrasrestric6(i,j)..  q(i,j)=g=null;

```

***** DECLARACIÓN DE LAS CONDICIONES DE COMPLEMENTARIEDAD KKTs *****

```

condicionkkt1(i)..   gamma(i) - mu2(i) - sum(j,mu3(i,j)) - lambda1(i)=e= 0;
condicionkkt2(i,j).. gamma2(i,j)*mu1(i,j) - mu4(i,j) - lambda2(i,j)=e= 0;
condicionkkt3(i)..   1 - mu2(i) - lambda3(i)=e= 0;
condicionkkt4(i,j).. 1 - mu3(i,j) - alfa1(i,j)=e= 0;
condicionkkt5(i,j).. mu1(i,j) - mu4(i,j) - alfa2(i,j)=e= 0;
condicionkkt6(i,j).. -(precio)+coste(i,j) + mu1(i,j) + P2*mu2(i) + coste2(i,j)*mu3(i,j) -
alfa3(i,j)=e=0;

```

***** IMPOSICIÓN DE LAS CONDICIONES DE COMPLEMENTARIEDAD KKTs *****

*se imponen las condiciones de complementariedad

Model pfc

```

/instalacion.mu1,restricdual1.mu2,restricdual2.mu3,restricdual3.mu4,otrasrestric6.lambda1,o
trasrestric7.lambda2,otrasrestric8.lambda3,otrasrestric9.alfa1,otrasrestric10.alfa2,otrasrestric
11.alfa3,condicionkkt1,condicionkkt2,condicionkkt3,condicionkkt4,condicionkkt5,condicionkkt
6,condicionmercado,beneficios,benefsocial/;

```

***** EJECUCIÓN DEL SOFTWARE EN BÚSQUEDA DE LA MEJOR SOLUCIÓN *****

```

contador.l=0;
loop(iter,
contador.l=contador.l+1;
*****

```

*SE INCORPORAN LAS CONDICIONES QUE SE QUIEREN REPLICAR EN EL ANÁLISIS

** MEJOR SOLUCIÓN ENCONTRADA POR EL SOFTWARE BAJO EL MODELO IMPLANTADO **

Solve pfc using MCP;

El usuario debe incorporar las condiciones con las que quiere iterar para observar en pantalla aquellos resultados que desee.

**** SALIDA POR PANTALLA Y/O OUTPUT EXTERNO CON LAS VARIABLES DECLARADAS ****

```
Display q.l,beneficio.l,gamma, .....;
if (contador.leq iteropcion1, execute_unload "1robusto01.gdx" q.l, beneficio.l,gamma,.....;
execute 'gdxxrw.exe 1robusto01.gdx var=q.L';
....
execute 'gdxxrw.exe 1robusto01.gdx var=beneficio.L rng=NewSheet!a1:i4';

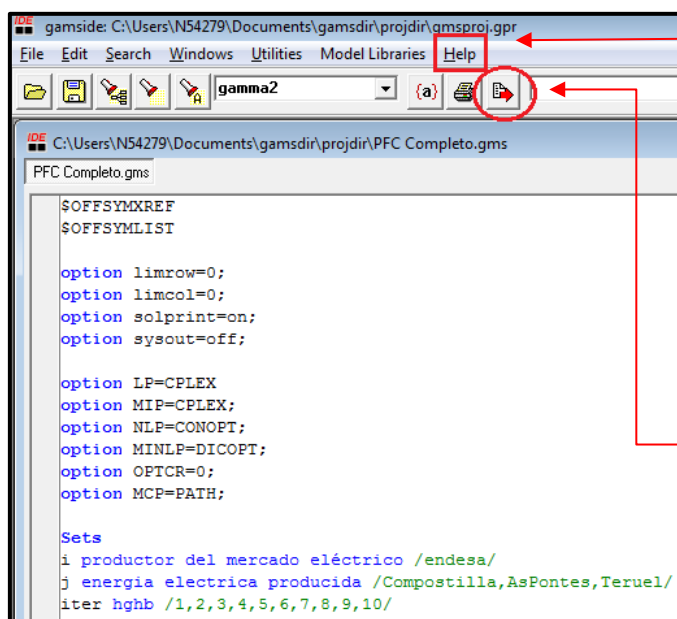
.....

if (contador.leq iteropcion"N", execute_unload "1robusto"N".gdx" q.l, beneficio.l,gamma,....;
execute 'gdxxrw.exe 1robusto"N".gdx var=q.L';
....
execute 'gdxxrw.exe 1robusto"N".gdx var=beneficio.L rng=NewSheet!a1:i4';
);
```

El usuario decide que parámetros desea mostrar por pantalla en cada iteración.

El usuario si desea puede mostrar en formato Excel la iteración que considere interesante para su estudio con las variables del modelo que desee.

Una vez se tenga todo el código implementado, se pulsa F5 o se teclaea el siguiente botón que permite ejecutar el código desarrollado. Si en el caso de que no se llegase a ejecutar porque hubiera un problema en él mismo, GAMS indica al usuario la fila en la que se ha cometido el o los errores cometidos, los cuales bien pueden buscarse en la “Ayuda” existente del software o en Internet indicando el número que informa GAMS sobre el error.



“Ayuda” sobre GAMS: se anexa referencias sobre los errores más habituales cometidos, así como de las distintas funcionalidades que tiene. Es más que un complemento a esta sencilla guía de usuario

Botón que ejecuta el código desarrollado o bien, desde el teclado pulsando F5 como otra opción para ello.

1. Cumplimiento estadístico del modelo: características.

C:\Users\N54279\Documents\gamsdir\projdir\PFC Completo.lst	
PFC Completo.gms	PFC Completo.lst
Compilation Model Statistics SOLVE pfc Using MCP From line 228 Solution Report SOLVE pfc Using MCP From line 228 SolEQU instalacion restricdual1 restricdual2 restricdual3 otrasrestric6 otrasrestric7 otrasrestric8 otrasrestric9 otrasrestric10 otrasrestric11 condicionkkt1 condicionkkt2 condicionkkt3 condicionkkt4 condicionkkt5 condicionkkt6 condicionmercado beneficios benefsocial SolVAR q z zmax Pprecio Pcoste Pmax beneficio precio beneficiosocial mu1 mu2 mu3 mu4	<pre> 343); COMPILATION TIME = 0.015 SECONDS 3 MB 24.4.1 r50296 WIN-VS8 GAMS 24.4.1 r50296 Released Dec 20, 2014 WIN-VS8 x86 32bit/MS Windows 05/20/15 01:01:46 Page 2 General Algebraic Modeling System Model Statistics SOLVE pfc Using MCP From line 228 LOOPS iter 1 MODEL STATISTICS BLOCKS OF EQUATIONS 19 SINGLE EQUATIONS 41 BLOCKS OF VARIABLES 19 SINGLE VARIABLES 41 NON ZERO ELEMENTS 98 NON LINEAR N-Z 8 DERIVATIVE POOL 20 CONSTANT POOL 20 CODE LENGTH 25 GENERATION TIME = 0.234 SECONDS 4 MB 24.4.1 r50296 WIN-VS8 EXECUTION TIME = 0.266 SECONDS 4 MB 24.4.1 r50296 WIN-VS8 L O O P S iter 1 GAMS 24.4.1 r50296 Released Dec 20, 2014 WIN-VS8 x86 32bit/MS Windows 05/20/15 01:01:46 Page 3 General Algebraic Modeling System </pre>

2. Características de la solución dada.

C:\Users\N54279\Documents\gamsdir\projdir\PFC Completo.lst	
PFC Completo.gms	PFC Completo.lst
Compilation Model Statistics SOLVE pfc Using MCP From line 228 Solution Report SOLVE pfc Using MCP From line 228 SolEQU instalacion restricdual1 restricdual2 restricdual3 otrasrestric6 otrasrestric7 otrasrestric8 otrasrestric9 otrasrestric10 otrasrestric11 condicionkkt1 condicionkkt2 condicionkkt3 condicionkkt4 condicionkkt5 condicionkkt6 condicionmercado beneficios benefsocial SolVAR q z zmax Pprecio Pcoste	<pre> GAMS 24.4.1 r50296 Released Dec 20, 2014 WIN-VS8 x86 32bit/MS Windows 05/20/15 01:01:46 General Algebraic Modeling System Solution Report SOLVE pfc Using MCP From line 228 S O L V E S U M M A R Y MODEL pfc TYPE MCP SOLVER PATH FROM LINE 228 **** SOLVER STATUS 1 Normal Completion **** MODEL STATUS 1 Optimal RESOURCE USAGE, LIMIT 0.250 1000.000 ITERATION COUNT, LIMIT 1661 2000000000 EVALUATION ERRORS 0 0 41 row/cols, 98 non-zeros, 5.83% dense. Path 4.7.02 (Sat Dec 20 11:43:33 2014) Written by Todd Munson, Steven Dirkse, and Michael Ferris </pre>

3. Validación de la factibilidad de las restricciones.

C:\Users\N54279\Documents\gamsdir\projdir\PFC Completo.lst	
PFC Completo.gms	PFC Completo.lst
Compilation Model Statistics SOLVE pfc Using MCP From line 228 Solution Report SOLVE pfc Using MCP From line 228 SolEQU instalacion restricdual1 restricdual2 restricdual3 otrasrestric6 otrasrestric7 otrasrestric8 otrasrestric9 otrasrestric10 otrasrestric11 condicionkkt1 condicionkkt2 condicionkkt3 condicionkkt4 condicionkkt5 condicionkkt6 condicionmercado beneficios benefsocial SolVAR q z zmax Pprecio Pcoste	<pre> ---- EQU instalacion restricción que no sobrepase la instalación de cada genera dor LOWER LEVEL UPPER MARGINAL endesa.Compostilla -38.000 -38.000 +INF 0.632 endesa.AsPontes -39.000 -3.900 +INF . endesa.Teruel -40.000 -4.000 +INF . ---- EQU restricdual1 restricciones de no negatividad LOWER LEVEL UPPER MARGINAL endesa . . +INF . ---- EQU restricdual2 restricciones duales 2 LOWER LEVEL UPPER MARGINAL endesa.Compostilla . 147.060 +INF . endesa.AsPontes . . +INF . endesa.Teruel . . +INF . </pre>

4. Mejor solución bajo las características impuestas en el modelo. Descripción de valores que toman las variables del modelo.

gamside: C:\Users\N54279\Documents\gamsdir\projdir\gmsproj.gpr

File Edit Search Windows Utilities Model Libraries Help

gamma2

C:\Users\N54279\Documents\gamsdir\projdir\PFC Completo.lst

PFC Completo.gms | PFC Completo.lst

--- VAR beneficio mejor solución posible con incertidumbre en los parametros q ue afectan a las variable				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
endesa	-INF	21.614	+INF	.

--- VAR precio				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
precio	-INF	43.632	+INF	.
beneficiosocial	-INF	45.007	+INF	.

precio precio del mercado
beneficiosocial beneficio social del mercado

--- VAR mul variable para kkt de la restricción: instalacion				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
endesa.Compostilla	.	0.632	+INF	.
endesa.AsPontes	.	.	+INF	35.100
endesa.Teruel	.	.	+INF	36.000

5. Display de las variables que adicionalmente se desean ver por pantalla. (Opcional)

gamside: C:\Users\N54279\Documents\gamsdir\projdir\gmsproj.gpr

File Edit Search Windows Utilities Model Libraries Help

gamma2

C:\Users\N54279\Documents\gamsdir\projdir\PFC Completo.lst

PFC Completo.gms | PFC Completo.lst

--- 232 VARIABLE q.L cantidad de energia electrica "j" producida por el pro ductor "i"				
	Compostil~	AsPontes	Teruel	
endesa	34.200	1.71615E-13	1.63117E-13	

--- 232 PARAMETER pendiente = 0.040 pendiente de la curva de oferta del mercado				
--- 232 VARIABLE beneficio.L mejor solución posible con incertidumbre en los parametros que afectan a las variable				
endesa	21.614			

--- 232 VARIABLE beneficiosocial.L = 45.007 beneficio social del mercado				
VARIABLE precio.L = 43.632 precio del mercado				
--- 232 PARAMETER gamma número de coeficientes de las variables con incertidumbre que damos para el productor "i" =7				
(ALL 0.000)				

8.3. MODELO ROBUSTO – CENTRAL CARBÓN:

En este caso, partimos del estudio anterior, sin embargo cambiamos las características de una de las centrales genéricas (ver Nota(1)) tomadas de los casos anteriores por una central nuclear:

Las centrales de carbón se caracterizan por tener unos costes de generación superiores a la media generalizada y, por tener también una mayor capacidad máxima de producción como se puede observar por ejemplo en la tabla 8.1.

8.3.1. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y bajo de plantas productivas con la incorporación de la central de carbón por el generador 3, manteniéndose los dos primeros generadores como genéricos (ver Nota(1)):

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	53	55	52
Generador 2	52	51	51
Generador 3	61	60	60

$C_{ij}(\text{€/MWh})$	Planta 1	Planta 2	Planta 3
Generador 1	43	44	42
Generador 2	42	41	41
Generador 3	71	70	74

Tabla 8.1: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 8.3.1.

- a. **Influencia de la incertidumbre en los costes de producción:** variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.1. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(\text{€})$	100,00
$\phi(\text{€/MWh})$	0,95
$\tilde{P}(\text{€})$	0,100
$\Gamma_{ij}^{max}(adim.)$	0,000

$\tilde{C}_n(\text{€/MWh})$	0,000
$\tilde{q}_{ij}^{max}(MWh)$	0,000
$\Gamma_i^\alpha(adim.)$	0,000 (de 0,4 en 0,4)

Tabla 8.2: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.a)

Para valores bajos de incertidumbre, observamos que el comportamiento del mercado hace que se disminuya la cantidad producida del mercado provocando que el precio del mercado aumente debido a la incorporación de la central de carbón. La mala relación coste-precio de ésta frente a sus competidores hace que este generador no produzca y que, por tanto sobre los casos anteriores analizados, la producción que asumía este competidor sea repartida entre los restantes competidores del mercado

Para incertidumbres medias-altas, se observa cómo el precio y la cantidad se estabiliza al cubrirse la incertidumbre dada, así como hay un cambio en el liderazgo del mercado puesto que el generador 2 es capaz de asumir el riesgo de la incertidumbre en comparación con el generador 1, el cual deja de producir para incertidumbres medias-altas.

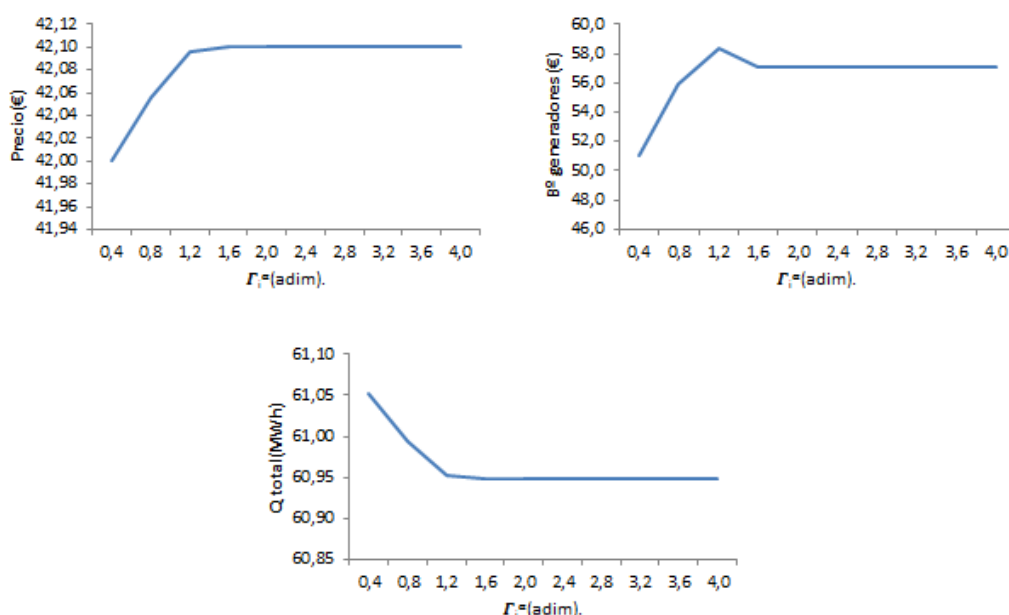


Figura 8.1: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.

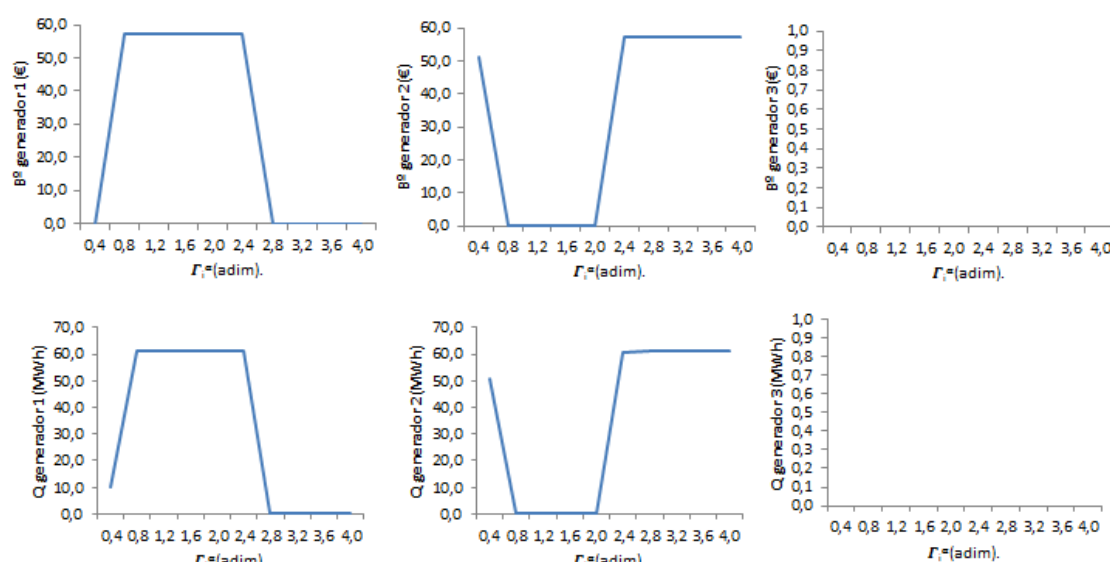


Figura 8.2: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.

b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.1. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	100,00
φ (€/MWh)	0,000 (de 0,01 en 0,01)
\tilde{P} (€)	0,100
Γ_{ij}^{\max} (adim.)	0,000
\hat{q}_{ij}^{\max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{\max}$

\tilde{C}_n (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
Γ_i^α (adim.) – nulo	0,000
Γ_i^α (adim.) – bajo	1,000
Γ_i^α (adim.) – medio	2,800
Γ_i^α (adim.) – alto	4,000

Tabla 8.3: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.b)

Para los 4 estallidos planteados, vemos como desde la incertidumbre nula hasta su variación más alta, el mercado va modificándose a la situación descrita en el anterior punto, siendo significativo el salto que se produce con el nivel bajo al desmarcarse de la tendencia dibujada por los demás tanto en precio como en el beneficio al ser menores.

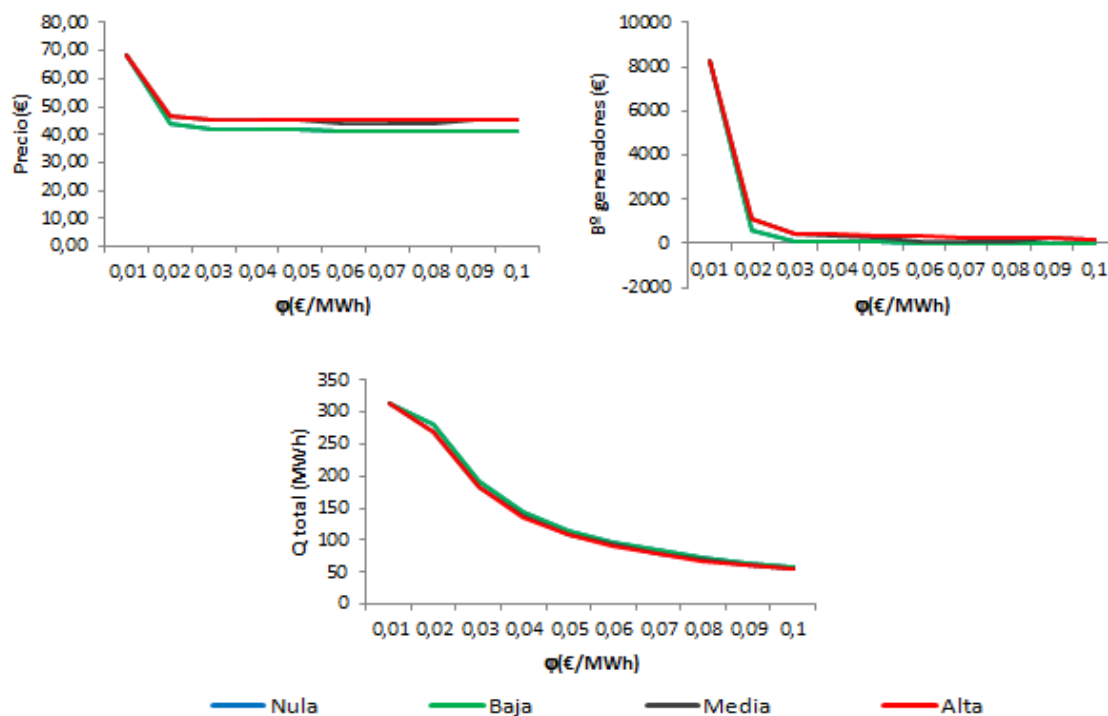


Figura 8.3: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.

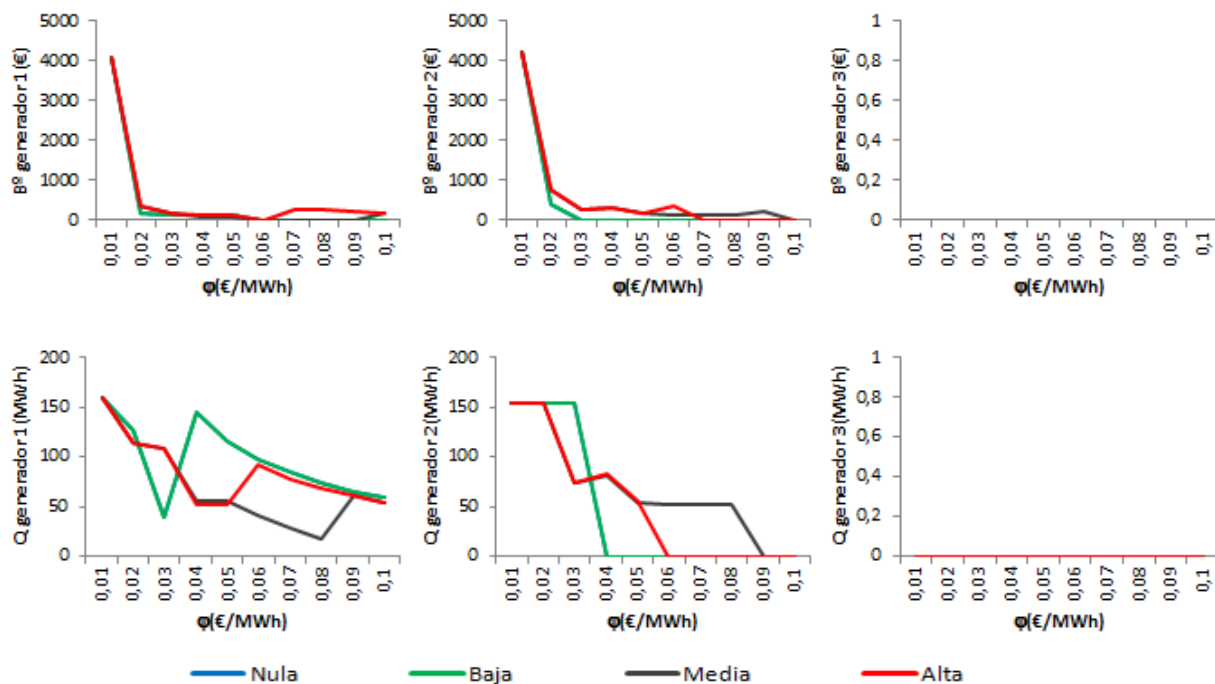


Figura 8.4: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

El generador 3 sigue sin producir debido a que, al contar con unos costes de producción superiores a los de sus competidores y añadiendo la incertidumbre en los mismos, provocan su improductividad. En cambio para los generadores genéricos 1 y 2 y para cada nivel de estudio de la incertidumbre, no se puede obtener una conclusión muy clara ya que ambos se reparten entre ellos y para cada situación la demanda exigida.

c. Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.1. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	100,00	\widetilde{C}_g (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
φ (€/MWh)	0,003	\widetilde{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
\widetilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000 (de 0,1 en 0,1)		

Tabla 8.4: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.c)

En este caso sorprende como el generador 1 mantiene sus niveles productivos y aumenta su beneficio a costa de la pérdida de participación en el mercado de los competidores 2 y 3, los cuales son susceptibles a cambios en la incertidumbre en las cantidades máximas de producción. Ambos pierden cantidad producida y beneficio a pesar de que el precio del mercado aumenta. Como consecuencia de ello, la cantidad total y el beneficio total de los generadores se ven resentidos. Todos estos comportamientos pueden apreciarse en los siguientes gráficos.

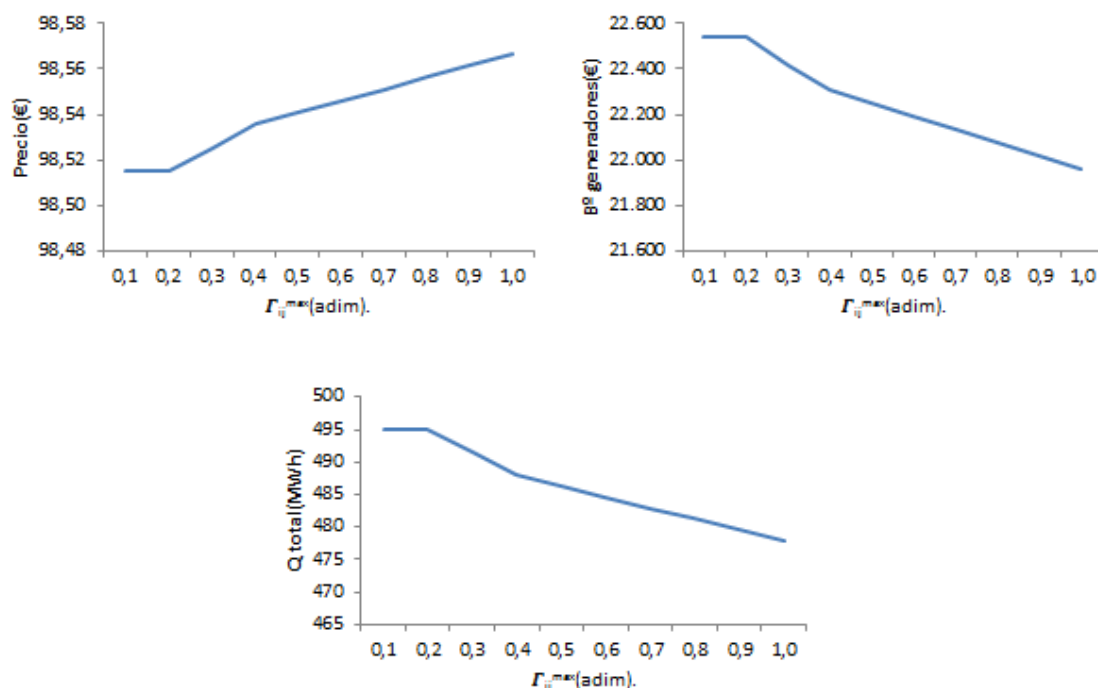


Figura 8.5: Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

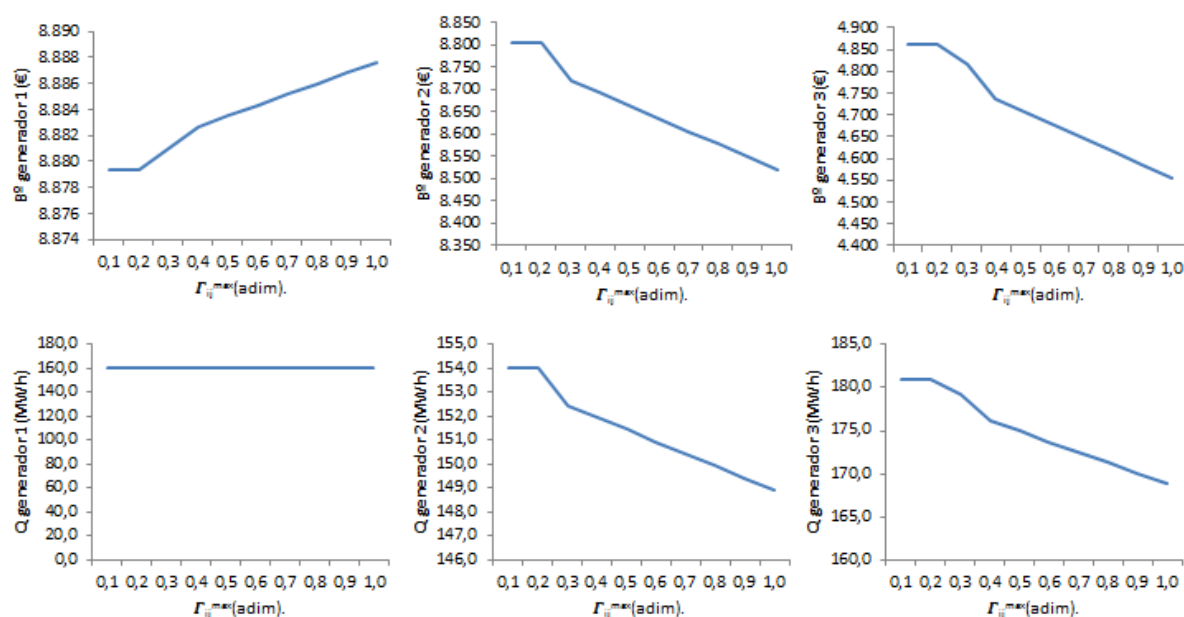


Figura 8.6: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando beneficios y cantidad a producir.

d. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.1. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	100,00	\bar{C}_{ij} (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
φ (€/MWh)	0,000 (de 0,010 en 0,010)	Γ_{ij}^{max} (adim.) - nulo	0,000
\bar{P} (€)	0,100	Γ_{ij}^{max} (adim.) - bajo	0,100
Γ_i^{α} (adim.)	0,000	Γ_{ij}^{max} (adim.) - medio	0,500
\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$	Γ_{ij}^{max} (adim.) - alto	1,000

Tabla 8.5: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.1.d)

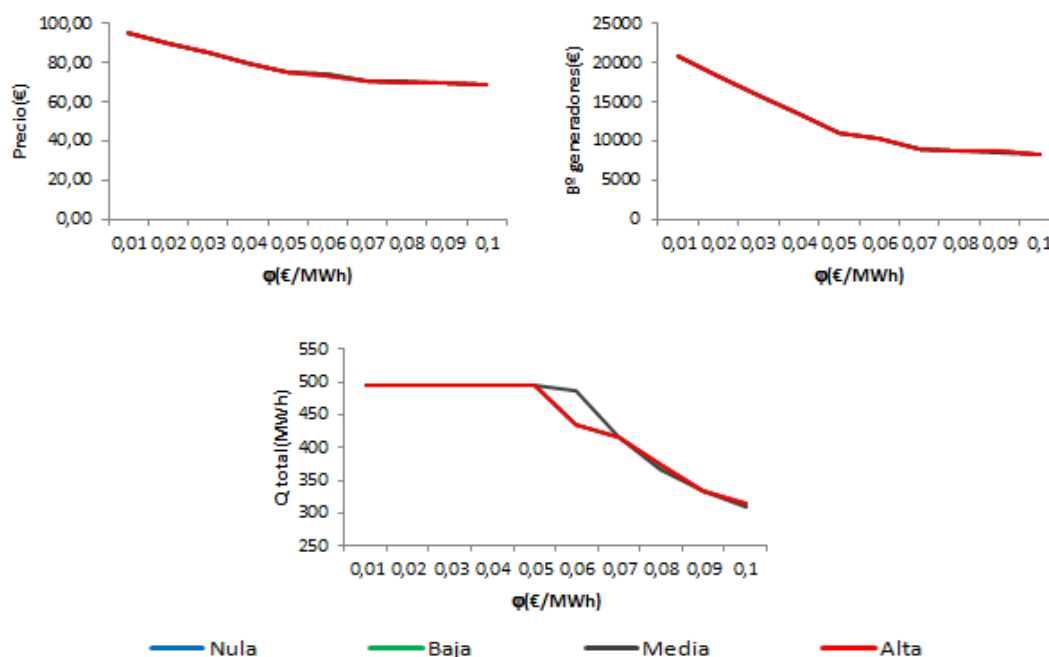


Figura 8.7: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón.

En las 10 iteraciones que se realizan para cada estado, vemos como la introducción de la variabilidad en la incertidumbre en las cantidades de producción difiere del estado con variación media. Al ir inclinando negativamente la curva de la demanda, el precio y la cantidad disminuye en menor medida en las situaciones con incertidumbre que en el caso medio. Esto se debe a las tendencias de cada generador que se podrán ver en la segunda secuencia de gráficos de este mismo apartado.

A esta situación de mercado se llega porque los generadores 1 y 2 aumentan su beneficio mientras que el generador 3, independientemente del cambio en la incertidumbre, lo mantiene. Es decir, no absorbe ningún impacto de los dos primeros generadores, puesto que éstos se adaptan al mercado con el objeto de aumentar su beneficio.

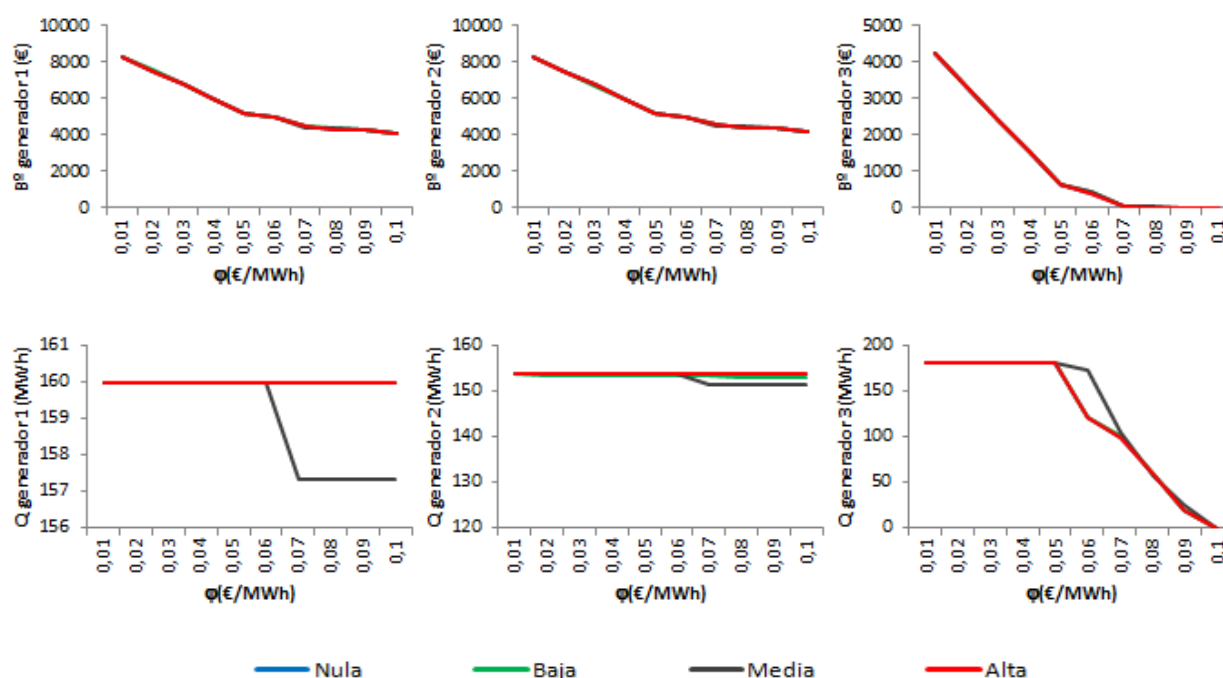


Figura 8.8: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón individualizando en beneficios y cantidades.

8.3.2. Modelo Robusto para un nivel bajo de competencia y medio de plantas productivas con la incorporación de la central de carbón por el generador 3, manteniéndose los dos primeros generador como genéricos (ver Nota(1)):

$Q_{ij}^{max}(MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6	Planta 7	Planta 8
Generador 1	53	55	52	53	55	0	0	0
Generador 2	52	51	51	50	52	0	0	50
Generador 3	61	60	60	60	61	0	69	65

$C_{ij}(€/MWh)$	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6	Planta 7	Planta 8
Generador 1	43	44	42	43	44	0	0	0
Generador 2	42	41	41	40	42	0	0	40
Generador 3	71	70	74	80	75	0	79	76

Tabla 8.6: Parámetros iniciales del modelo para la simulación del análisis 8.3.2.

a. Influencia de la incertidumbre en los costes de producción: variación del factor Γ_i^α sin incorporar incertidumbre en las cantidades máximas de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.6. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

$\psi(€)$	100,00	$\widetilde{C}_g(€/MWh)$	$0,100 * C_{ij}$
$\varphi(€/MWh)$	0,01	$\widetilde{q}_{ij}^{max}(MWh)$	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
$\widetilde{P}(€)$	0,100	$\Gamma_i^\alpha(adim.)$	0,000 (de 0,9 en 0,9)
$\Gamma_{ij}^{max}(adim.)$	0,000		

Tabla 8.7: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.a)

Al aumentar la variabilidad de la incertidumbre en los costes, se aumenta el precio del mercado y el beneficio total de los generadores cayendo la cantidad a producir a consecuencia de la incertidumbre. Los consumidores serán quienes apaliesen esta subida en los precios.

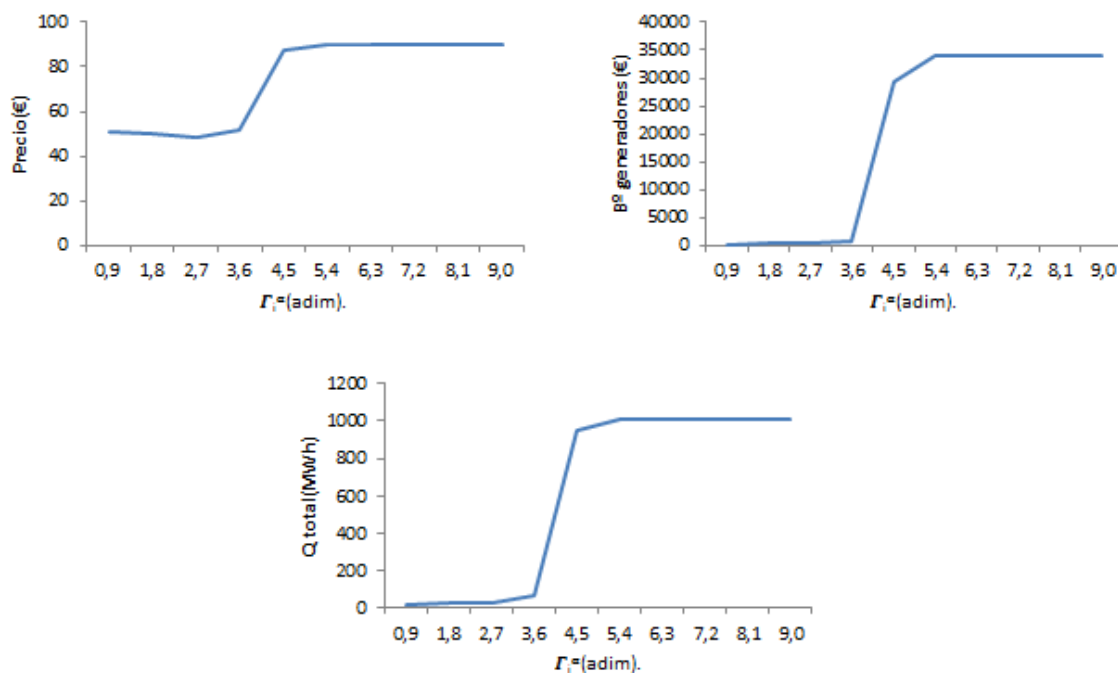


Figura 8.9: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón

Analizando individualmente los generadores en este punto del análisis, observamos que todos los generadores aumentan su beneficio, en especial la central de carbón quien refuerza su posición en el mercado.

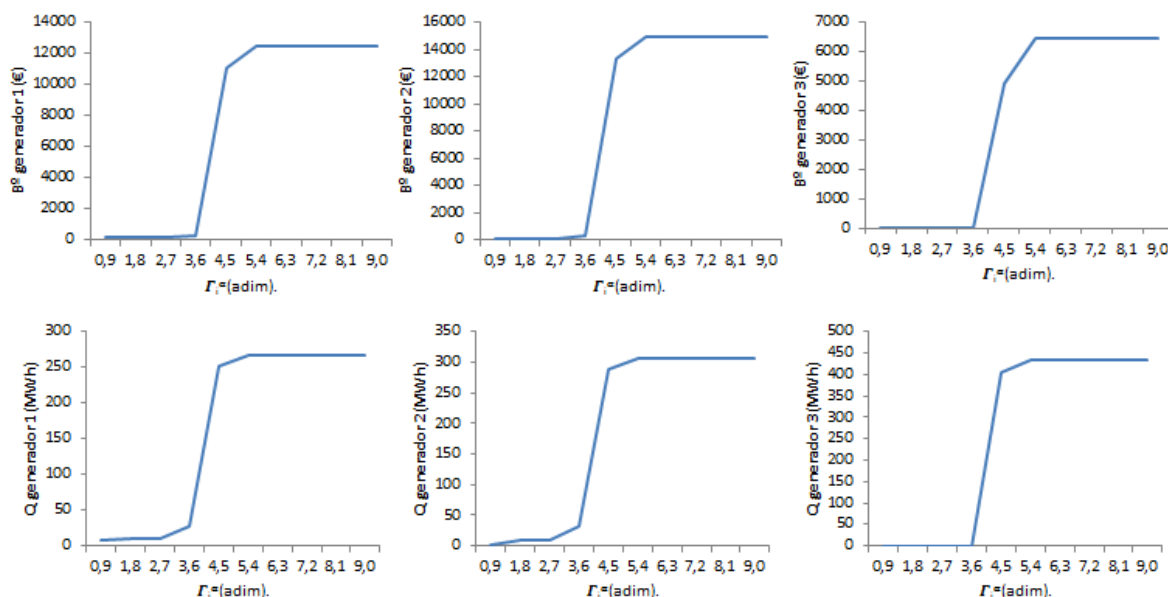


Figura 8.10: Influencia de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y media de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades a producir.

b. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en costes de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_i^α bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.6. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	100,00	\bar{C}_g (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,000 (de 0,01 en 0,01)	Γ_i^α (adim.) - nulo	0,000
P^\wedge (€)	0,100	Γ_i^α (adim.) - bajo	2,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000	Γ_i^α (adim.) - medio	6,000
\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$	Γ_i^α (adim.) - alto	9,000

Tabla 8.8: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.b)

A medida que aumentamos el número de plantas, observamos que las distintas configuraciones de la variabilidad en la incertidumbre en los costes de producción no producen un cambio significativo sobre el mercado. Sin embargo, producen cambios en la cantidad total del mercado para el estado nulo y bajo debido al comportamiento de la central de carbón, como se puede observar en los siguientes gráficos. Los estados con alta y media variabilidad en dicha incertidumbre mantienen un mismo comportamiento frente al cambio producido en los dos estados anteriormente citados.

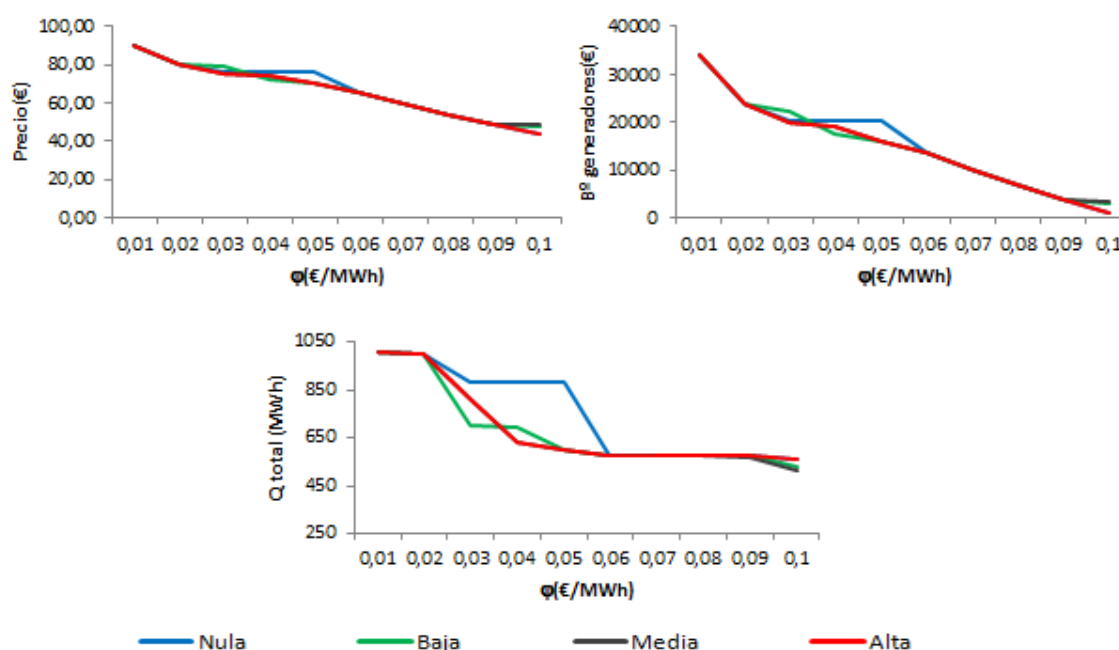


Figura 8.11: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

La disminución de las cantidades de los generadores 1 y 2 es absorbida y aumentada por el generador 3 de ahí, la diferencia observada en el anterior gráfico. Por el contrario, todos los beneficios individuales se mantienen para las cuatro configuraciones.

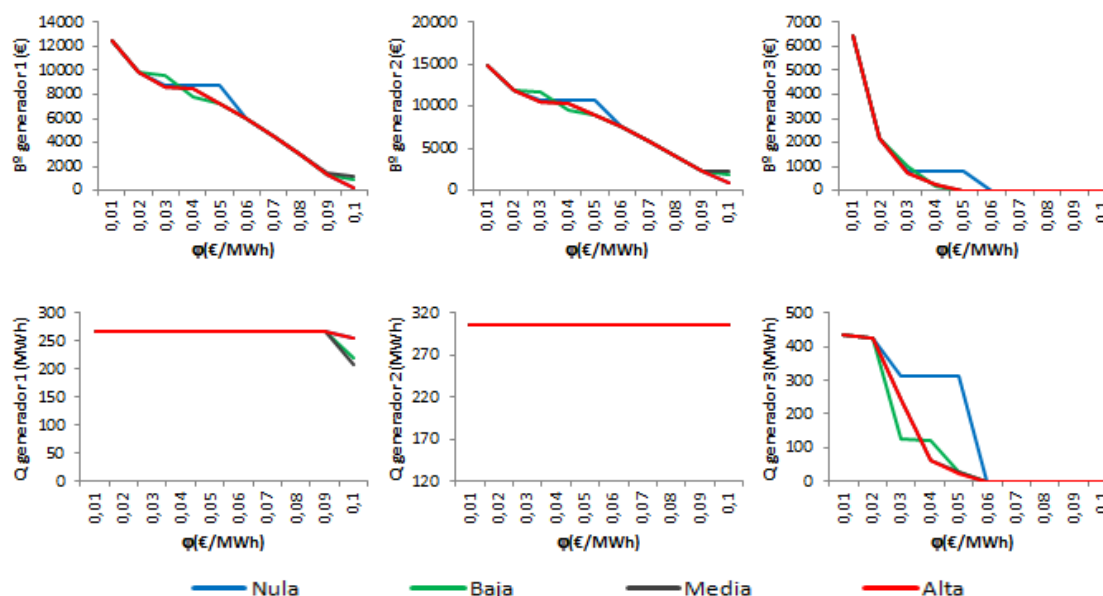


Figura 8.12: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

c. Influencia de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción: variación del factor Γ_{ij}^{max} sin incorporar incertidumbre en los costes de producción.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.6. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	100,00	\tilde{C}_n (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
φ (€/MWh)	0,03	\tilde{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$
\tilde{P} (€)	0,100	Γ_i^α (adim.)	0,000
Γ_{ij}^{max} (adim.)	0,000 (de 0,1 en 0,1)		

Tabla 8.9: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.c)

En este caso, vemos como los dos primeros generadores van perdiendo beneficio y cantidad de producción en beneficio de la central de carbón a medida que se aumenta la incertidumbre en las cantidades máximas de producción. Esto se debe a que la central de carbón decide arriesgar en producción con el fin de tomar cierta parte del mercado y aprovechar su tipo de funcionamiento en detrimento del resto de competidores que no saben encajar dicha variación en sus funciones a optimizar.

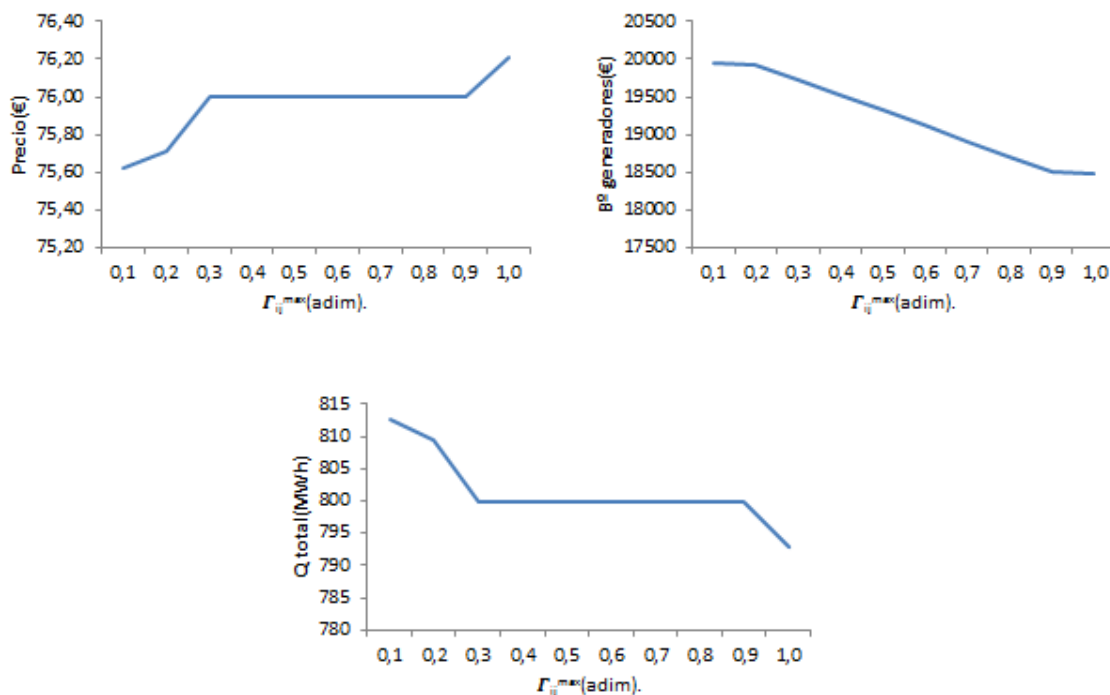


Figura 8.13: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

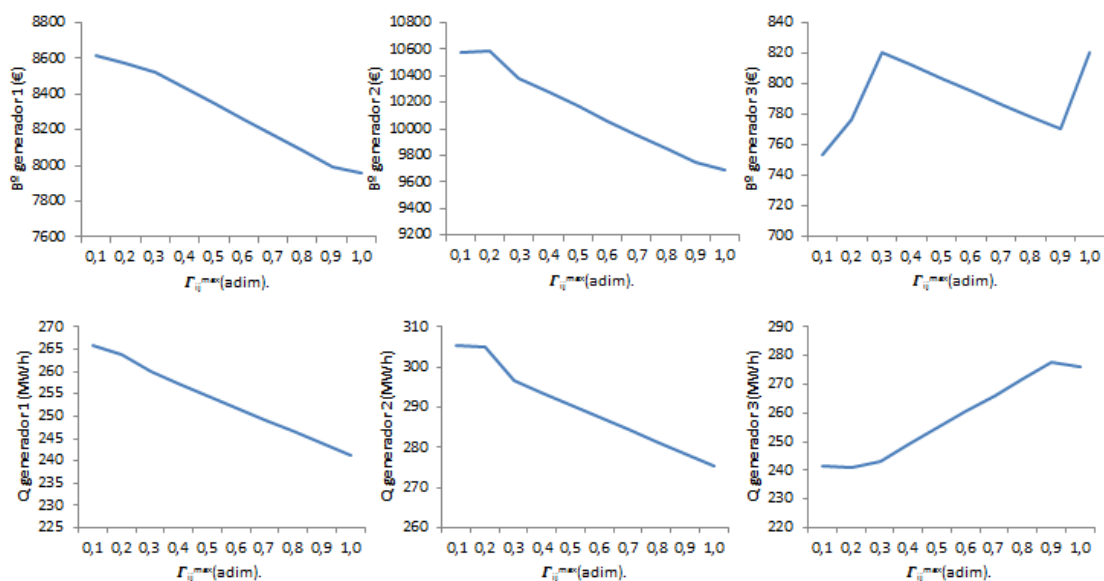


Figura 8.14: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en los costes de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

d. Análisis de cuatro estados para la incertidumbre en cantidades máximas de producción (nula/baja/media/alta) definido en el modelo por el factor Γ_{ij}^{\max} bajo la variación de la pendiente de la curva de la demanda.

Adicionalmente a los parámetros iniciales recogidos en la tabla 8.6. y para la simulación de este siguiente caso, se hace necesario implementar los siguientes valores asignados a los conceptos del modelo:

ψ (€)	100,00	\bar{C}_i (€/MWh)	$0,100 * C_{ij}$
ϕ (€/MWh)	0,000 (de 0,010 en 0,010)	Γ_{ij}^{max} (adim.) - nulo	0,000
\bar{P} (€)	0,100	Γ_{ij}^{max} (adim.) - bajo	0,200
Γ_i^a (adim.)	0,000	Γ_{ij}^{max} (adim.) - medio	0,600
\bar{q}_{ij}^{max} (MWh)	$0,100 * Q_{ij}^{max}$	Γ_{ij}^{max} (adim.) - alto	1,000

Tabla 8.10: Parámetros asignados al modelo para la simulación del análisis 8.3.2.d)

Las principales diferencias en este análisis y que se observan en los siguientes gráficos, se debe al generador 2 (central de carbón). Dado que la relación coste- capacidad productiva de dicha central es peor que sus competidores, éstos al mantener sus estrategias provocan que el generador 3 disminuya su productividad conforme se aumentan los niveles dados de incertidumbre en estos parámetros.

Sin embargo, se observa un comportamiento especial para el nivel nulo, sobre todo, tras el comentario recién dado pues produce menores cantidades que cuando hay incertidumbre.

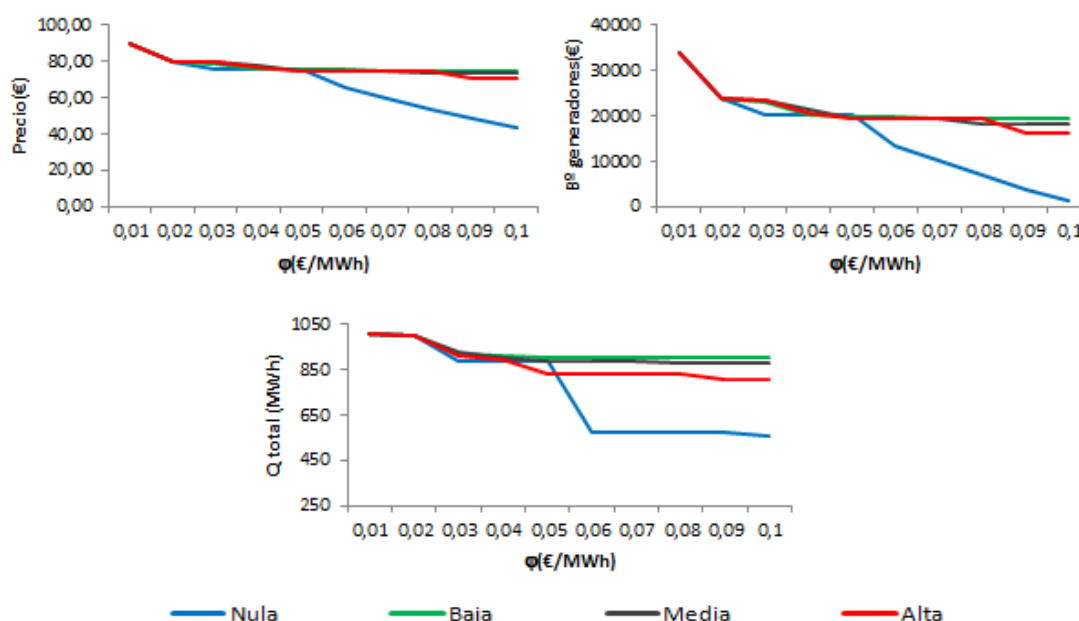


Figura 8.15: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

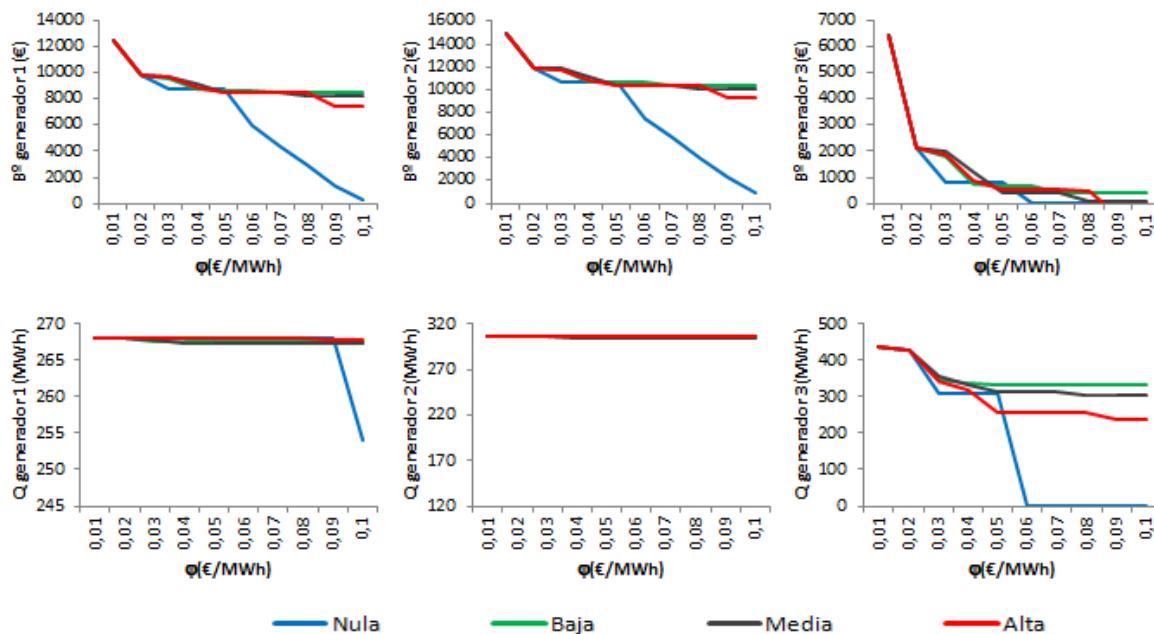


Figura 8.16: Influencia de los cuatro estados de la incertidumbre en las cantidades máximas de producción en el modelo robusto en competencia baja y de plantas incorporando central de carbón e individualizando en beneficios y cantidades.

